

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS

**ELETROSUL: Apresentação de uma metodologia
para o cálculo do custo do serviço de transmissão elétrica.**

Monografia submetida ao Departamento de Ciências Econômicas para obtenção de carga horária na disciplina CNM 5420 - Monografia.

Por Vânia Marcelino

Orientador: Prof. Edvaldo Alves de Santana

Coorientador: Eng. Luiz Gastão Castro Souza

Área de Pesquisa: Economia da Energia

Palavras-Chaves:

1. Energia
2. Transmissão
3. Custo

Florianópolis, novembro de 1996.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS

A Banca Examinadora resolveu atribuir a nota 8,5 à aluna VÂNIA MARCELINO na disciplina CNM 5420 - Monografia, pela apresentação deste trabalho.

Banca Examinadora:



Prof. EDVALDO ALVES DE SANTANA

Presidente



Eng. LUIZ GASTÃO CASTRO SOUZA

Membro



Prof. FERNANDO SEABRA

Membro

AGRADECIMENTOS

Ao término deste trabalho, alcanço mais um objetivo em minha vida, o qual não seria possível, sem a contribuição daqueles que, direta ou indiretamente, incentivaram-me nesta longa caminhada.

Agradeço aos meus pais, por compreenderem as diversas vezes, em que não foi possível estarmos juntos.

Agradeço aos funcionários, professores e amigos, da UFSC, os quais, passaram a fazer parte de uma nova família.

Agradeço especialmente a Edvaldo Alves de Santana e a Luiz Gastão Castro Souza, que me orientaram neste trabalho.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	iv
LISTA DE TABELAS.....	v
LISTA DE UNIDADES.....	vi
RESUMO.....	vii

CAPÍTULO I

1 O PROBLEMA.....	1
1.1 INTRODUÇÃO.....	1
1.2 FORMULAÇÃO DA SITUAÇÃO PROBLEMA.....	3
1.3 OBJETIVOS.....	5
1.3.1 Geral.....	5
1.3.2 Específicos.....	5
1.4 METODOLOGIA.....	6

CAPÍTULO II

2 A INDÚSTRIA DE ELETRICIDADE E SEUS CUSTOS.....	8
2.1 ANTECEDENTES.....	8
2.2 A DESVERTICALIZAÇÃO DO SISTEMA E O LIVRE ACESSO À TRANSMISSÃO.....	11
2.3 COMPONENTES DO CUSTO DO SERVIÇO.....	18
2.3.1 Despesas operacionais.....	18
2.3.2 Encargos de capital.....	18

CAPÍTULO III

3 CUSTO DO SERVIÇO DE TRANSMISSÃO.....	22
--	----

3.1	SEGREGAÇÃO DO CUSTO DE SERVIÇO DE TRANSMISSÃO	22
3.2	ABERTURA DO CUSTO DE SERVIÇO DA TRANSMISSÃO	24
3.2.1	Orçamento por Custos de reposição	27
 <u>CAPÍTULO IV</u>		
4	APLICAÇÃO DA METODOLOGIA.....	29
4.1	ASPECTOS GERAIS	29
4.2	CÁLCULO DO CUSTO DO SERVIÇO DE TRANSMISSÃO.....	36
4.2.1	Custo do serviço de transmissão	38
4.2.2	Cálculo do custo médio do serviço de transmissão (selo postal).....	40
4.3	ABERTURA DO CUSTO DO SERVIÇO DE TRANSMISSÃO.....	40
4.3.1	Exemplo: Abertura do custo do serviço para a área de Curitiba a Blumenau.....	42
4.4	EXEMPLO DE APLICAÇÃO DO CUSTO DO SERVIÇO ABERTO POR COMPONENTE	47
 <u>CAPÍTULO V</u>		
5.1	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	50
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		52
BIBLIOGRAFIA AUXILIAR		54
ANEXO.....		56

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 - COMPONENTES DA TRANSMISSÃO.	28
FIGURA 2 - MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA. PARTICIPAÇÃO % DA ELETROSUL POR ESTADO.	30
FIGURA 3 - ELETROSUL - SUBESTAÇÕES: CAPACIDADE INSTALADA POR ESTADO (%).	32
FIGURA 4 - ELETROSUL - SUBESTAÇÕES: CAPACIDADE INSTALADA POR NÍVEIS DE TENSÃO (%).	33
FIGURA 5 - ELETROSUL - LINHAS DE TRANSMISSÃO POR ESTADO (KM).	33
FIGURA 6 - ELETROSUL - LINHAS DE TRANSMISSÃO POR NÍVEIS DE TENSÃO (Km).	34
FIGURA 7 - ELETROSUL - LINHAS DE TRANSMISSÃO MATO GROSSO DO SUL.	34
FIGURA 8 - ELETROSUL - LINHAS DE TRANSMISSÃO PARANÁ.	35
FIGURA 9 - ELETROSUL - LINHAS DE TRANSMISSÃO SANTA CATARINA.	35
FIGURA 10 - ELETROSUL - LINHAS DE TRANSMISSÃO RIO GRANDE DO SUL.	36
FIGURA 11 - FLUXOGRAMA DO PROCEDIMENTO DE ABERTURA DO CUSTO DO SERVIÇO.	41
FIGURA 12 - LINHAS DE TRANSMISSÃO, NO PERCURSO CURITIBA/BLUMENAU.	42
FIGURA 13 - DIAGRAMA ELÉTRICO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO, PERCURSO CURITIBA/BLUMENAU.	43
FIGURA 14 - PERCENTUAIS SOBRE CUSTO DE REPOSIÇÃO TOTAL (%).	44
FIGURA 15 - CUSTO DO SERVIÇO ABERTO POR COMPONENTE (\$ 1.000,00).	47
FIGURA 16 - FLUXOGRAMA DO PROCEDIMENTO DE CÁLCULO DO PEDÁGIO.	48

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - CUSTOS UNITÁRIOS DE REPOSIÇÃO.	28
TABELA 2 - CAPACIDADE INSTALADA - HIDRELÉTRICAS.....	31
TABELA 3 - CAPACIDADE INSTALADA - TERMELÉTRICAS.....	31
TABELA 4 - DEMONSTRATIVO DO CUSTO DE SERVIÇO TOTAL	37
TABELA 5 - DEMONSTRATIVO DO CUSTO DE PRODUÇÃO	38
TABELA 6 - DEMONSTRATIVO DO CUSTO DE TRANSMISSÃO	39
TABELA 7 - REQUISITOS DE ENERGIA ELÉTRICA (1995).....	40
TABELA 8 - CUSTO DE REPOSIÇÃO POR COMPONENTE E PERCENTUAIS SOBRE CUSTO DE REPOSIÇÃO TOTAL.	44
TABELA 9 - CUSTO DO SERVIÇO ABERTO POR COMPONENTE.....	46
TABELA 10 - PEDÁGIO DE TRANSMISSÃO - REDE DO LESTE DE SANTA CATARINA.	49

LISTA DE UNIDADES

k - (Quilo) 10^3 ;

M - (Mega) 10^6 ;

V - (VOLT) Tensão elétrica;

VA - (VOLT AMPÉRE) Potência nominal;

VA_r - (VOLT AMPÉRE REATIVO) Potência reativa;

W - (WATT) Potência ativa;

Wh - (WATT hora) Energia.

RESUMO

Esta monografia tem por finalidade apresentar uma metodologia para o cálculo do custo do serviço da transmissão da ELETROSUL, com o intuito de estipular uma tarifa justa de transmissão (pedágio), àqueles que venham a utilizar o sistema de transmissão da referida empresa.

Para alcançar tal objetivo, mostrou-se a necessidade da desverticalização do setor elétrico brasileiro, nos segmentos de produção, transmissão e distribuição.

Num primeiro momento, investigou-se, com base em bibliografia específica, as mudanças do setor elétrico brasileiro desde o Código de Águas de 1934, que instituiu o custo do serviço, até o advento do SINTREL (Sistema Nacional de Energia Elétrica), a partir de 1993, que possibilitou o surgimento da figura do produtor independente e o conceito de livre acesso ao sistema de transmissão, reforçado pela promulgação das Leis 8987/95 e 9074/95.

Num segundo momento, mostrou-se o modelo do custo do serviço, que é o fundamento teórico para determinação do preço no setor elétrico brasileiro. Descrevendo-se como é composto o custo do serviço de energia elétrica como um todo, expondo-se detalhadamente seus componentes, como as despesas operacionais e encargos de capital. Em seguida, mostrou-se como é composto o custo do serviço de transmissão, identificando-se as parcelas dos componentes do custo do serviço total que estão relacionadas apenas à transmissão.

Apresentou-se a metodologia do Selo Postal, justificando-se que esta não é adequada aos propósitos do setor elétrico e dos usuários da rede de transmissão, por trabalhar com custo médio, para qualquer utilização da rede, independente do percurso elétrico. Na verdade, considerando-se o percurso, o pedágio referente a cada transação deve levar em conta, por meio de simulação, a utilização dos elementos da rede de transmissão por onde efetivamente circula a energia elétrica.

Com um exemplo aplicativo, para área de Curitiba a Blumenau, demonstrou-se como representar os custos do sistema de transmissão, na forma destes elementos, descrevendo-se um orçamento de reposição das instalações de transmissão da ELETROSUL

Em seguida, por meio de um procedimento computadorizado, calculou-se o custo do serviço de transmissão para todos os componentes do sistema da ELETROSUL. Por fim demonstrou-se a aplicação do custo do serviço de transmissão aberto por componente, comparando-se os pedágios obtidos por simulações, para as transações de Curitiba/Blumenau, Curitiba/Joinville e Joinville/Blumenau através da metodologia do percurso elétrico, com o pedágio obtido com a metodologia do Sêlo Postal, comprovando-se definitivamente a inadequação desta última e ilustrando-se a diferença entre percurso elétrico e percurso geográfico.

CAPÍTULO I

1 O PROBLEMA

1.1 INTRODUÇÃO

O presente trabalho nasceu da necessidade de identificação dos custos das instalações da transmissão de energia elétrica no sul do país, tendo em vista a composição de uma tarifa de transmissão. Mais especificamente, são aqui analisados e identificados os elementos dos custos do sistema de transmissão da ELETROSUL, os quais virão a compor a tarifa de utilização de transmissão por parte de outras produtoras de energia.

A indústria de energia elétrica compreende os segmentos de geração, transmissão e distribuição. As empresas podem ser organizadas de forma verticalizada, isto é, produzindo energia elétrica, transmitindo e vendendo para o consumidor final. Podem apenas atuar em alguns desses segmentos, como as geradoras, que produzem, transmitem e vendem energia em grosso¹ para as distribuidoras, ou como as distribuidoras, que adquirem a energia das geradoras e a comercializam a consumidores finais.

No caso do Brasil, ELETRONORTE², CHESF³, FURNAS⁴ e ELETROSUL são empresas supridoras regionais⁵, que têm a responsabilidade pela produção e transmissão de

¹ Termo utilizado no setor elétrico. Assemelha-se a energia em atacado, grandes quantidades de energia a níveis de tensão elevados.

² Centrais Elétricas do Norte do Brasil.

³ Companhia Hidrelétrica do São Francisco.

⁴ FURNAS Centrais Elétricas S. A.

⁵ Empresas do setor elétrico que vendem energia em grosso.

energia elétrica, embora a CHESF e sobretudo a ELETRONORTE, também atuem no fornecimento direto a consumidores finais. As empresas distribuidoras, a maioria de propriedade dos governos estaduais, adquirem energia da supridora regional e fazem a distribuição ao mercado consumidor. Algumas empresas estaduais dispõem também de geração própria para suprir, no todo ou em parte, o seu próprio mercado.

A forma verticalizada de organização do setor elétrico, prevaleceu durante muitos anos em todo o mundo, seja com empresas de propriedade estatal ou privada. Sua característica principal era a completa ausência de concorrência na prestação dos serviços, sendo que a localização geográfica da usina ou do consumidor era o fator que determinava a propriedade da usina ou a responsabilidade pelo atendimento.

São duas as principais maneiras de viabilizar a introdução dos mecanismos de competição no setor elétrico: desverticalização do sistema e o livre acesso à utilização do sistema de transmissão por parte de geradores e consumidores.

Segundo ELETROBRÁS (1994, p.5), a introdução da competição no setor elétrico vem sendo viabilizada pela chamada desverticalização do sistema, reconhecendo no sistema de transmissão um papel de ordenador desse novo modelo. Assim, as empresas de distribuição ou os grandes consumidores podem ter assegurado o acesso à energia de qualquer fonte, através desse sistema aberto (*open-access*) de transmissão.

Com o livre acesso à utilização do sistema de transmissão, as empresas de distribuição ou os grandes consumidores podem ter assegurado o acesso à energia de qualquer fonte de geração, por meio do sistema de transmissão. Além disso fica mais fácil organizar a competição na geração, pois os acréscimos de carga passam a ser atendidos por quem venha oferecer o melhor (menor) preço de geração, estando ou não na mesma área geográfica.

A tarifação de transmissão de energia elétrica assume um papel central na implantação de uma nova estrutura institucional que leve em conta a desverticalização e o livre acesso ao sistema de transmissão, pois define os custos específicos deste serviço, proporcionando a determinação de tarifas viáveis para o setor elétrico.

1.2 FORMULAÇÃO DA SITUAÇÃO PROBLEMA

Os preços de energia elétrica no Brasil, são estabelecidos, desde o **Código de Águas**, promulgado pelo decreto nº 24.643, de julho de 1934, na modalidade de serviço pelo custo, que consiste em avaliar o nível de receita necessário para cobertura dos custos inerentes à manutenção e expansão do sistema elétrico. Este tem sido calculado como um valor único, compreendendo os três segmentos da indústria do setor: geração, transmissão e distribuição.

A legislação que regula o mecanismo do serviço pelo custo, define que a receita gerada através do fornecimento de energia elétrica deve cobrir os custos operacionais e assegurar um retorno justo do capital, para fazer frente a novos investimentos, empréstimos e outras despesas não operacionais. Ou seja, calcula-se o custo do serviço elétrico agregado, isto é, geração mais transmissão, cujo lucro é regulado pelo Estado. Além disso os serviços de eletricidade são concedidos sob forma de monopólio, no qual não há possibilidade de concorrência.

Seguindo tendência mundial, desde o início da década de 90 estuda-se, no Brasil, formas para instituir a concorrência no setor elétrico. Este esforço resulta, em 1993, no advento do SINTREL - Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica. O SINTREL não tem por objetivo direto a privatização do setor elétrico. Pretende, basicamente, viabilizar a competição entre os diversos agentes, independentemente da propriedade dos mesmos ser de procedência pública ou privada, permitindo a cobrança de uma tarifa exclusiva para a transmissão de energia.

O estabelecimento de um custo de serviço específico da transmissão é de fundamental importância para um modelo institucional que tem no livre acesso à rede de transmissão um dos principais estímulos à competição, pois possibilitará uma visão mais clara dos custos envolvidos no transporte de energia, sobretudo para aqueles que pretendam investir na indústria de eletricidade.

Para melhor entender o problema de definição da tarifa de transmissão, que por simplificação chama-se *pedágio*⁶, é preciso lembrar a portaria 337/94, que regulamenta o decreto de criação do SINTREL (Decreto 1009/93). Nesta portaria determina-se que o custo

⁶ Tarifa de transmissão considerando o percurso elétrico utilizado.

de utilização da rede de transmissão, deve refletir proporcionalmente o percurso elétrico⁷. Desta forma o levantamento dos custos incorridos pelo usuário deve ser feito com base na simulação da efetiva utilização dos elementos do sistema elétrico, por onde transita o fluxo do usuário ou do *acessante*⁸, como é usualmente denominado.

O primeiro passo para a identificação dos custos do serviço de transmissão consiste na segregação do custo de serviço do setor elétrico, até então calculado como um valor único, conforme já mencionado. Com o intuito de segregar os custos do setor elétrico, é necessário segmentar este monopólio em três blocos funcionais:

- Geração;
- Transmissão;
- Distribuição.

Num segundo momento, conhecido o custo do serviço total de transmissão, faz-se necessário subdividi-lo naqueles componentes onde efetivamente transitará a energia elétrica. Como até recentemente não havia esta preocupação, surge a necessidade de contabilizar em separado os custos das instalações da transmissão. Conseqüentemente, faz-se necessária a organização de uma sistemática que sirva de infra-estrutura para o cálculo das instalações.

Tendo em vista a extensão do sistema elétrico brasileiro e a maior facilidade de obtenção de dados, assim como o engajamento da ELETROSUL neste esforço, o presente trabalho, restringir-se-á às instalações já existentes no sistema de transmissão da referida empresa, que atende aos Estados de Santa Catarina, Rio Grande do Sul, Paraná e Mato Grosso do Sul.

Motivou a escolha deste tema a consciência que se tem de sua importância no contexto de um trabalho maior que vem sendo realizado pela ELETROSUL, para viabilizar empreendimentos de geração de energia elétrica com a participação privada, como é o caso das usinas de Itá e Jacuí, já em andamento, ou de novos empreendimentos, como as usinas de Machadinho e Campos Novos. O objeto deste trabalho mostra-se como uma ferramenta imprescindível, uma vez que quanto mais organizada for esta sistemática mais ágil e preciso será o cálculo do custo do serviço da transmissão.

⁷ Fluxo da energia considerando a utilização dos componentes da rede de transmissão.

⁸ Agente ou entidade legalmente habilitada que utiliza o sistema de transmissão para transporte de energia, de acordo com as regras e procedimentos estabelecidos

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Geral

Analisar e identificar a formação dos custos de transmissão das Centrais Elétricas do Sul do Brasil (ELETROSUL), de modo que sirva como base de dados para o cálculo do custo do serviço⁹ de transmissão, possibilitando ainda, o estabelecimento de tarifas de utilização da rede de transmissão desta empresa, servindo também como informação importante para agentes interessados em investir em empreendimentos de geração no setor elétrico.

1.3.2 Específicos

- A) Levantar os custos contábeis referentes ao ativo imobilizado das instalações produtivas da ELETROSUL e separar os custos contábeis¹⁰ relativos as instalações da transmissão, daqueles relacionados à geração;
- B) Elaborar um orçamento das instalações da ELETROSUL, com base em custos de reposição¹¹;
- C) Distribuir o custo do serviço, relativo as instalações de transmissão da ELETROSUL, pelos componentes da rede de transmissão, de acordo com as relações obtidas no orçamento de custos de reposição.

⁹ É o procedimento que permite avaliar o nível de receita necessário para a cobertura dos custos inerentes à expansão e manutenção do sistema elétrico, constituindo-se desta forma no fundamento teórico para a formação e determinação do preço no setor elétrico. Em termos gerais, o preço da energia elétrica deverá proporcionar rendimentos atrativos ao capital e ao trabalho que se ocuparem da sua produção e do seu comércio, sem porém abandonar o interesse do consumidor.

¹⁰ É o valor efetivamente pago pela concessionária por suas instalações e equipamentos, ajustado pela depreciação. Este é, sem dúvida o método mais amplamente utilizado para definição do capital imobilizado, simplesmente porque é de fácil aplicação e, mais importante, define um valor preciso. O efeito da inflação é considerado pelo uso de índices de preço, sempre ao custo de alguma distorção. (BORN, P. H., Curso de Microeconomia e custos marginais, COPEL, Curitiba, maio/91)

¹¹ Representa o que custaria construir as mesmas instalações e equipamentos hoje. Difere do custo de substituição por referir-se à mesma planta, sem se importar que ela esteja obsoleta.

1.4 METODOLOGIA

O trabalho foi elaborado a partir de um estudo de caso, no qual tratou-se do sistema de transmissão da ELETROSUL, dadas as facilidades para o acesso aos dados e a importância da empresa, sob o ponto de vista da composição do sistema principal de transmissão da região sul.

Precedeu ao estudo de caso uma cuidadosa revisão bibliográfica dos conceitos de custos em sistemas elétricos, bem como de determinadas alternativas para estruturação do setor elétrico, discutindo-se de maneira especial a importância do livre acesso à rede de transmissão.

A melhor compreensão do problema foi obtida a partir de uma caracterização dos aspectos históricos que nortearam a evolução do setor elétrico brasileiro.

Para calcular o custo de transmissão da ELETROSUL, desagregando-o dos custos da geração e distribuição, foi aplicado um modelo que vem sendo desenvolvido e testado para o setor elétrico. A fonte dos dados primários foram os relatórios oficiais da própria empresa e, principalmente, as discussões com especialistas em planejamento, engenharia e finanças.

Três etapas operacionais foram também importantes para se alcançar os objetivos propostos:

- (A) Concepção e descrição conceitual dos critérios e procedimentos utilizados para abertura dos custos contábeis, nos componentes individuais da rede de transmissão da ELETROSUL;
- (B) Apresentação dos resultados obtidos através da utilização de procedimentos de cálculos, que efetivamente tornará possível a concretização da sistemática para o cálculo do serviço da transmissão e;
- (C) Apresentação de um exemplo aplicativo desta sistemática, no cálculo de custos da utilização das instalações da transmissão.

A monografia está estruturada da seguinte forma:

Neste capítulo, apresenta-se uma síntese do que será exposto no decorrer do trabalho, enfatizando-se a importância da determinação do custo do serviço de transmissão.

No capítulo 2, mostra-se os antecedentes institucionais que interferiram na história do setor elétrico brasileiro, assim como as características do setor de eletricidade como

monopólio natural. Faz-se uma comparação de como é determinado o custo no setor elétrico brasileiro, com outros mercados, como o Chile, e o que se pode tirar de exemplo da reestruturação do setor elétrico inglês. Apresenta-se ainda os modelos derivados da desverticalização, assim como as figuras do autoprodutor e do produtor independente de energia e o papel da transmissão neste contexto. Por último expõe-se os componentes do custo serviço de eletricidade, que são a base da metodologia proposta para a tarifação da transmissão.

No capítulo 3, define-se os custos da transmissão desagregados dos demais custos do setor (geração e distribuição), apresenta-se o custo do serviço de transmissão baseado no custo médio ou selo postal, discutindo-se a viabilidade desta metodologia frente a metodologia proposta, e mostrando-se a necessidade de abertura do custo de transmissão baseado no percurso elétrico, por componente do sistema de transmissão, para cada transação elétrica. Por fim apresenta-se neste capítulo, um orçamento da transmissão baseado em custos de reposição.

No capítulo 4, apresenta-se aspectos gerais da empresa, como capacidade de linhas e subestações, contabiliza-se os custos totais do setor elétrico desagregando-os em geração e transmissão. Ilustra-se numericamente a metodologia do selo postal, com o intuito de compará-la com a metodologia proposta, que também é ilustrada neste capítulo, através de exemplo aplicativo, comprovando-se a aplicabilidade e viabilidade desta última.

No capítulo 5, apresenta-se conclusões sobre o trabalho realizado, analisando-se a viabilidade da metodologia proposta, com base no percurso elétrico, assim como também apresenta-se recomendações para o uso desta metodologia e meios para aprimorá-la.

CAPÍTULO II

2 A INDÚSTRIA DE ELETRICIDADE E SEUS CUSTOS

2.1 ANTECEDENTES

Conforme Azevedo (ELETROBRÁS, 1977, p. 14), a economia da indústria de energia elétrica não pode ser tratada, em geral, pelos métodos e fórmulas convencionais da ciência econômica. A empresa de energia elétrica apresenta características próprias. Seu produto tem que ser produzido e consumido simultaneamente, já que estando os consumidores permanentemente conectados ao seu sistema elétrico, a referida empresa será a responsável pelo atendimento da carga solicitada *a qualquer instante*. Além disso, sob o ponto de vista financeiro, o volume de investimentos é elevado, para uma rentabilidade restrita, agravada por uma estrutura normalmente pouco flexível, advindo portanto a necessidade de tarifas justas e apropriadas.

Ressalvadas estas características intrínsecas do setor, o preço da energia elétrica é regido pelos princípios da economia industrial. Paralelamente, as condições técnicas e econômicas em que se realiza o suprimento de energia elétrica forçam a um monopólio de seu comércio. “Para caracterizar tal fato bastaria considerar as dificuldades técnicas e os prejuízos econômicos ao construir, em uma única rua, redes de distribuição de duas ou mais empresas a competir para ligar consumidores.” (ELETROBRAS, 1977, p. 16)

O preço cobrado pelo serviço prestado deve ser baseado nas características de consumo de eletricidade, pois o custo deste serviço varia em função destas características. A forma de uso da eletricidade depende dos hábitos dos consumidores (horários de maior utilização - horários de ponta) ou dos processos produtivos (sazonais, por exemplo) em que a

energia elétrica entra como insumo. “Procura-se então, fazer o custo do serviço ser proporcional à variação das solicitações de energia e às finalidades de aplicação da mesma pelos consumidores.” (ELETROBRÁS, 1977, p. 17)

Até 1974 o equilíbrio econômico financeiro do setor elétrico baseava-se em tarifas diferenciadas para cada concessionária, cuja receita deveria cobrir os custos operacionais, além de proporcionar uma remuneração do capital investido equivalente a uma taxa de 10 a 12% sobre o investimento remunerável.

Em 1974 é criado um mecanismo de transferências para unificar nacionalmente as tarifas. “Em 1974 é instituída a equalização tarifária, que veio estabelecer tarifas iguais em todo território nacional, ajustando as remunerações das empresas através da transferência dos excedentes da receita sobre o custo total do serviço para outras empresas, cujas receitas eram inferiores a seu custo de serviço, computada também a remuneração”. (SOUZA, 1995, p. 52).

“O objetivo prioritário, que era a equalização tarifária em todo o território nacional, foi atingido e assim foi possível viabilizar sistemas de fornecimento de energia elétrica em regiões mais distantes dos grandes centros consumidores, onde o serviço se fazia a alto custo” (id., p. 42). Isto implicou numa elevação das tarifas das empresas das regiões Sul e Sudeste, visando a transferência do excesso de remuneração para as empresas do Norte, Nordeste e Centro-Oeste, pois a tarifa unificada era calculada sobre o custo total de todas as empresas.

Até 1977, a geração interna de recursos sustentava o auto-financiamento do setor, mesmo com o mecanismo de transferências. A partir daí, a sustentação financeira do setor elétrico passou a depender da efetivação das seguintes condições:

- ♦ Deveria haver consistência entre o prazo de carência dos financiamentos das obras para expansão da oferta e o período de maturação dos investimentos. Ou seja, o início do cronograma de desembolsos com juros e amortização da dívida relativa ao financiamento deveria ser adequado à entrada em operação do investimento, quando recursos tarifários estivessem sendo gerados com a venda de energia.

- ♦ O período de amortização dos empréstimos e o perfil da dívida deveriam ser compatíveis com a geração de reservas para recomposição do ativo imobilizado.

- ♦ Os encargos da dívida contraída para expansão do sistema deveriam ser compatíveis com a remuneração do setor.

A realidade vivida pelo setor elétrico mostrou-se bem distante dessas premissas e, a partir de 1977, a situação do setor deteriora-se pela ação de dois elementos:

- ♦ Subordinação aos interesses da política macroeconômica do Governo, que eram estranhos e contraditórios aos interesses do setor elétrico, já que dirigidos à administração da crise financeira interna e externa e do balanço de pagamentos.

- ♦ Em decorrência do primeiro, trata-se da tentativa de adequar, através de novas medidas institucionais, o funcionamento do sistema de transferências internas do setor elétrico ao quadro de escassez de recursos gerados internamente.

Com a deterioração tarifária este sistema de transferência passa a afetar negativamente a rentabilidade das empresas, já que as transferências eram definidas em função do capital investido e não da receita tarifária efetiva. O período transcorrido de 1981 a 1987 é marcado por conflitos entre a ELETROBRÁS e as concessionárias recolhedoras de recursos, que passam a boicotar o sistema, recusando-se a efetuar os recolhimentos.

Em 1988 surge uma trégua momentânea, quando se desobriga do recolhimento as empresas que não atingissem a remuneração de 12%. Entretanto esta medida logo mostra-se inócua, já que diante da compressão tarifária, praticamente não ocorrem mais transferências de recursos entre concessionárias, ao longo do período entre 1989 a 1992.

Conforme DE SÁ (1995, p. 145), devido a estas distorções começou a deflagrar-se uma crise entre as empresas. As empresas da região Sudeste/ Sul, mais rentáveis, decidiram deixar de recolher, enquanto aquelas que dependiam indiretamente das mesmas, passaram, por sua vez, a ficar inadimplentes com as empresas geradoras federais, de onde compravam energia. O inadimplemento tornou-se generalizado, em finais de 1992. As empresas do Sul e Sudeste, que antes imaginavam-se rentáveis, passaram a ser detentoras de enormes prejuízos anuais.

Na eminência de se verificar um colapso, ocorre em 1993 a promulgação da lei 8631, que passa a considerar a variável lucro, restabelecendo a desigualização tarifária. Extingue a remuneração garantida¹², mas possibilita que cada concessionária proponha ao DNAEE a homologação de suas tarifas, embutindo no seu custo uma remuneração compatível com o retorno dos investimentos. “Os resultados para manutenção do valor real das tarifas

¹² Remuneração de 12% sobre o investimento remunerável, nem sempre compatível com o retorno dos investimentos, isto é, independente do resultado da empresa ter sido positivo ou não. Válida até 1993.

frente à desvalorização da moeda passam a ser automáticos, (...), definida na regulamentação da Lei 8631 (Decreto 774 de 18 de março de 1993)).”(BITU e BORN, 1995, p. 7)

É realizado também um complexo esquema de encontro de contas entre governo e concessionárias, para reduzir os débitos existentes. A partir daí vem sendo introduzidas mudanças significativas no funcionamento do setor, abrindo uma nova fase no que se refere aos limites da autonomia das empresas concessionárias e permitindo ações mais eficazes com relação ao aumento da produtividade e redução dos custos.

2.2 A DESVERTICALIZAÇÃO DO SISTEMA E O LIVRE ACESSO À TRANSMISSÃO

A prestação de serviços de eletricidade e a indústria de energia elétrica podem ser analisadas em três estágios verticais: geração, transmissão e distribuição. O estágio da distribuição, se operado como uma empresa independente, é tipicamente um caso de monopólio natural clássico. Evidentes economias de escala tornariam ineficiente a atividade de duas empresas servindo a mesma área. Por outro lado, a expansão horizontal de uma empresa de distribuição não conduz a relevantes economias de escala. Inúmeras empresas distribuem eficientemente energia elétrica a pequenas comunidades em todo mundo.

O sistema de transmissão consiste na extensão vertical do sistema de distribuição, cobrindo áreas maiores e apresentando características similares de monopólio natural. Por outro lado, as linhas que conectam as fontes geradoras à rede estão diretamente associadas às usinas.

O sistema de geração, responsável pela maior parte dos custos, em geral mais de 50% dos custos totais de fornecimento de eletricidade, não apresenta características de um monopólio natural clássico, dado que, se os sistemas elétricos são interligados, um consumidor pode ter acesso a um gerador, independentemente de onde ele esteja localizado..

A estrutura monopolista e integrada verticalmente nos três estágios era frequentemente justificada por economias de escala e a propriedade estatal quase uma regra. A ausência de concorrência e a contenção tarifária no setor elétrico enfatizava ainda mais, a deficiência e o aumento dos custos deste serviço.

Atualmente, constata-se a tendência da grande maioria dos países em adotar o gradual afastamento do Estado do setor de eletricidade, dando lugar à participação de capitais privados, como forma de estimular a competitividade com uma maior qualidade e produtividade.

Segundo ELETROBRÁS (1994, p. 4) diversos fatores fizeram com que, a partir de 1970, os governos passassem a se preocupar com a necessidade de introduzir novas formas de organização no setor elétrico. Entre estes fatores, a crise do petróleo, que resultou na aplicação de tarifas que transferiram aos consumidores finais os acréscimos de preços dos combustíveis; a crise financeira, que elevou a taxa de juros, desestimulando os investimentos; as modificações tecnológicas na indústria e a crescente consciência ecológica.

Nos países desenvolvidos a reestruturação é vista como uma forma de injetar mais eficiência e economia na produção de energia elétrica. Em alguns países em desenvolvimento é vista primariamente como modo de racionalizar o preço da eletricidade ou a estrutura tarifária e eliminar subsídios. Em outros como forma de atrair capital para o setor, dado que o Estado não mais é capaz de prover seu crescimento. E em outros, ainda, como forma de reduzir o endividamento do Estado, através da venda de ativos.

Segundo BITU e BORN (1995, p. 5-6) a divisão vertical da indústria elétrica, conduz, pelo menos, a dois tipos de sistemas tarifários:

- ♦ Sistema de tarifa a custos marginais: Adotado atualmente no Chile e deverá evoluir, neste país, para um sistema de preços livremente negociados, onde a eletricidade será tratada como uma *commodity*. Tanto o sistema chileno atual como sua evolução prevista para um mercado livre são caracterizados pela negociação da energia a preços únicos para condições idênticas de fornecimento.

- ♦ Sistema de tarifa pelo preço: Está associado às licitações pelo mínimo preço para a outorga da concessão de aproveitamentos hidroelétricos, que provavelmente será adotado no Brasil. Esse sistema conduzirá a preços diferenciados para a energia, conforme sua fonte produtora. O órgão regulamentador terá presença necessária para assegurar que a energia de uma usina geradora seja sempre negociada a preços iguais ou inferiores àquele pelo qual o proprietário da usina venceu a licitação.

Segundo COUTINHO (1995, p. 1-2), as três formas institucionais básicas em que podem ser representados os setores elétricos mundiais diferem na maneira com que as funções tradicionais de geração, transmissão e distribuição, estão organizadas. Tais formas podem ser, simplificadaamente, descritas nos seguintes modelos:

♦ **Modelo Integrado:** neste modelo, as atividades de geração e transmissão têm o mesmo proprietário ou são verticalmente integradas. Eventualmente, a atividade de distribuição está agregada na organização. As concessionárias de serviço público detêm o monopólio de suprimento em regiões geográficas, onde são obrigadas a fornecer eletricidade e, como decorrência dessa situação de monopólio, são fortemente regulamentadas pelo poder público. Concessionárias de diferentes áreas trocam energia entre si através de contratos, a fim de melhor atender o mercado em termos de custo e confiabilidade.

A participação de agentes não-concessionários de serviço público, quando existente, fica restrita à figura do auto-produtor. Eventualmente, pode-se admitir a esse agente acesso limitado à transmissão e ainda permitir-lhe comercializar seu excedente, porém sempre com o concessionário local.

Quase todos os sistemas elétricos do mundo funcionavam dentro de um esquema deste tipo, permanecendo hoje, ainda, a França, o Brasil e os países da Europa Central.

♦ **Modelo de livre acesso (*Open Access*):** este modelo, que é a base da metodologia proposta neste trabalho, caracteriza-se como uma evolução do modelo integrado, na medida em que reduz ou elimina os limites geográficos do mercado de eletricidade. Com isso introduz uma mudança estrutural fundamental, abandonando o custo como referência para a tarifa e introduzindo competitividade regida pelo preço do serviço.

Neste modelo surge a figura do produtor independente. A constatação de que o modelo integrado subordinaria estes agentes à concessionária local, induziu à adoção do conceito de livre acesso. Embora este modelo não imponha restrições à forma de organização das concessionárias, estas são obrigadas a franquear a rede de transmissão às demais concessionárias e produtores independentes, sob condições e preços razoáveis. O modelo contudo mantém o consumidor final atendido em baixa tensão pelo monopólio da distribuição, mas estimula a competição na oferta de energia. O consumidor em alta tensão (em geral, poucos em número porém detentores de parcela significativa do consumo) poderá beneficiar-se de competição entre fornecedores.

Ao serviço de transporte de energia de terceiros, pode-se atribuir uma função social importante, na medida que atua como um equalizador de preços da eletricidade e dado que possibilita a transferência de energia de regiões onde o custo de produção é baixo para regiões onde o custo de produção é alto, reduzindo desigualdades regionais. Entretanto sua adoção é polêmica, principalmente nos países onde os monopólios verticalizados subsistem, porque embute um conceito de pontualidade inexistente nos sistemas elétricos interligados.

Na verdade, nem a energia entregue ao comprador pode ser identificada com a do produtor, nem o caminho por ela trilhado pode ser identificado com aquele oferecido em contrato pelo transportador.

Exemplos deste modelo de livre acesso são os sistemas elétricos dos Estados Unidos e Espanha.

♦ *Modelo de Spot Market*: Este modelo prevê a total desverticalização das empresas concessionárias e a separação das funções de geração, transmissão e distribuição. A geração é aberta à competição, que se dá na oferta de contratos de longo prazo e em mercados de curto prazo. Os preços da energia comercializada entre produtores, concessionárias distribuidoras ou consumidores finais, são formados livremente pelas forças de mercado e apenas os preços da concessionária para o consumidor final permanecem regulados. Não há obrigatoriedade de venda da energia elétrica, sendo facultado ao produtor deixar de produzir quando o preço oferecido não é atrativo.

Ainda neste modelo a distribuição é dividida em monopólios regionais, obrigados a prover o transporte da energia elétrica entre produtores e consumidores finais, que passam a ter opção de contratar seu abastecimento com a concessionária local ou com qualquer outro fornecedor. A rede de transmissão é agrupada numa única empresa responsável pelo transporte de grandes blocos de energia.

Os efeitos perniciosos dos monopólios naturais na transmissão e distribuição seriam assim controlados pelo ingresso de novos produtores em condições especiais.

Os exemplos mais expressivos deste tipo de organização são os sistemas elétricos da Inglaterra e Chile.

Países desenvolvidos como Inglaterra, Espanha e Noruega adotaram a desverticalização do setor elétrico. Em Portugal, as empresas distribuidoras e geradoras foram privatizadas e a empresa de transmissão é federal. Na Inglaterra a geração existente foi agrupada em três grandes empresas, (uma das quais nuclear) e a distribuição em doze empresas, (todas já foram privatizadas, com exceção da nuclear). Na Espanha, a maioria das empresas é privada mas, a exemplo da Noruega, a transmissão é controlada pelo governo federal. “De forma análoga, a evolução de modelos institucionais nos países da América Latina tem seguido a tendência mundial, com segregação dos serviços de geração, transmissão e distribuição, na busca de maior eficiência e da redução dos custos da energia elétrica para os consumidores. Convém observar que tanto no Chile como na Argentina, onde a transmissão não foi segregada numa única empresa, a mudança organizacional do setor

elétrico foi caracterizada pela privatização em grande escala, dando-se ênfase ao cunho exclusivamente empresarial". (SINTREL, 1994, p.9)

Segundo DE SÁ (1995, p. 147), guardadas as peculiaridades do ambiente sócio-econômico brasileiro, podemos tirar algumas lições da reestruturação do setor elétrico inglês, observando os seguintes pontos:

- ♦ Incentivar a desverticalização na cadeia produtiva, que quer dizer separar a geração da transmissão e a distribuição do fornecimento.

- ♦ Legalizar a entrada de produtores independentes¹³, que seria um dos mecanismos para se promover a competição na geração. (No Brasil, Lei 9.074/95)

- ♦ Eliminar o monopólio onde tecnicamente é possível (geração e fornecimento). De fato, mais eficiente que a ação de um regulador para controlar os preços e incentivar a produtividade num monopólio, é liberalizar e promover a competição.

- ♦ É necessário um sistema de regulação forte, com uma estrutura autônoma e independente do governo e principalmente das empresas. Deve este órgão obrigar as empresas a apresentar relatórios de custos operacionais padronizados para que se possa fazer o adequado balizamento destes custos. Além disso deve prestar contas e justificar individualmente suas ações ao público ou entidades representantes.

- ♦ Não perder de vista a necessidade de uma política nacional energética, qualquer que seja a reestruturação e o modelo de privatização do setor elétrico. Isto significa que o Estado não deve deixar inteiramente às forças de mercado as decisões de investimento no setor, sob pena de colocar em risco o suprimento de energia no futuro, principalmente em regiões mais carentes.

A nova visão de estruturação do setor elétrico brasileiro desenvolveu-se principalmente a partir de 1993, quando o Governo Federal criou o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica (SINTREL), que possibilitou o livre acesso ao sistema interligado de transmissão por parte de todos os produtores de energia elétrica, visando a iniciativa privada a investir na geração.

O sistema de transmissão que compõe a malha do SINTREL¹⁴ é formado pelos sistemas interligados das regiões norte, nordeste e sul, sudeste e centro-oeste, de propriedade

¹³ Produzem energia para venda, sem compromisso com uma área específica de atendimento, como é o caso das concessionárias.

das empresas controladas da ELETROBRÁS. Abrange a extensão total de cerca de 37.600 Km de linhas de transmissão. Deste total, 20.500 Km pertencem ao sistema interligado sul/sudeste/ centro-oeste e correspondem a 50% do total da rede de transmissão destas regiões. Os restantes, 17.100 Km, estão localizados no sistema norte/nordeste, representando a totalidade da malha de transmissão dessas regiões.

“Em setembro de 1993 um novo passo foi dado no sentido de estimular a entrada de investidores autoprodutores¹⁵.” (DE SÁ, 1995, p.145). Através do Decreto 915/1993, as empresas estão autorizadas a fazer um consórcio na geração, cuja produção seria para consumo próprio, com excedente sendo vendido às concessionárias

A partir das Leis 8.987/95 e 9.074/95, o conceito de livre acesso à transmissão, até então restrito às empresas federais, participantes do SINTREL, foi estendido também às demais empresas do setor elétrico (concessionárias estaduais), que de certa forma resistiam a este novo conceito, por entenderem que para elas implicaria em perda de mercado.

“A promulgação das Leis 8.987/95 e 9.074/95, sem dúvida, configura-se grande avanço no regime jurídico referente às concessões e permissões para prestação de serviços públicos nos âmbitos federal, estadual e municipal.” (ALVES DE SOUZA, 1995 , p. 43)

Segundo DE SÁ (1995, p.146), a Lei 8987/95, aprovado em 13 de fevereiro de 1995, tramitava no congresso desde 1990 e sofreu algumas significativas modificações. Dentre outras razões, tais mudanças se deveram à pressão das concessionárias estaduais, preocupadas com o impacto da concorrência, no sentido de garantir um prazo de extensão das suas concessões na transmissão e distribuição, que ganharam portanto, mais 20 anos.

Quanto ao segmento de geração, perderam as concessões as empresas que paralisaram as obras das usinas e não se prontificaram, em tempo hábil, a concluí-las, o que é indispensável para retomada dos investimentos no setor, sob pena de comprometer o fornecimento futuro de energia. A idéia é ter o setor privado como parceiro na conclusão das obras das usinas paradas e na execução de novos projetos.

De acordo com a lei 9.074 a rede elétrica brasileira foi classificada em quatro segmentos:

¹⁴ Conjunto de linhas de transmissão e subestações com todos os seus equipamentos associados, de propriedade das empresas participantes do SINTREL (CHESF, ELETRONORTE, FURNAS e ELETROSUL)

¹⁵ Pessoa jurídica ou privada que produza, de forma individual ou consorciada, energia elétrica, para uso próprio, podendo fornecer o excedente a concessionários de serviço público de energia elétrica.

- ♦ transmissão de interesse exclusivo das centrais de geração (TG), que refere-se a transmissão estritamente necessária a integração das usinas ao restante do sistema;

- ♦ transmissão de âmbito próprio do concessionário de distribuição (TD), que refere-se a transmissão que serve apenas a uma área de concessão de distribuição;

- ♦ rede de Distribuição, que serve ao escoamento da geração desde as subestações de transmissão até o consumidor final; e

- ♦ rede Básica de transmissão, que são as instalações que devem cumprir pelo menos uma das seguintes funções:

- instalações que interligam usinas, bacias hidráulicas e regiões de características hidrológicas heterogêneas de modo a otimizar o uso dos recursos energéticos primários, assegurando a operação a menor custo;
- interligações internacionais;
- linhas de transmissão cuja operação e/ou expansão repercutem no atendimento a mais de um concessionário;
- instalações necessárias à manutenção de associadas à qualidade, confiabilidade e segurança da operação; e
- instalações que atendam duas ou mais áreas de concessão.

Por outro lado, as instalações de transmissão integrantes da *rede básica* serão objeto de concessão mediante licitação, e funcionarão integradas ao sistema, com regras operativas comuns, de forma a assegurar a otimização dos recursos eletroenergéticos.

O objetivo de incentivar o produtor independente de energia será facilitado pela rede básica, já que esta rede permite que seja realizada a transferência de energia a qualquer local do sistema interligado. A rede básica, constitui portanto, a extensão do SINTREL à praticamente todo o sistema interligado brasileiro.

2.3 COMPONENTES DO CUSTO DO SERVIÇO

Em princípio a receita operacional gerada pela empresa de energia elétrica deve ser igual ao custo dos serviços prestados, incluindo a remuneração do investimento. O custo dos serviços prestados é basicamente composto por despesas operacionais e encargos do capital.

2.3.1 Despesas operacionais

Dentre as despesas operacionais encontram-se as despesas com pessoal, que são valores da folha de pagamento, tais como salários, promoções, horas extras, décimo terceiro salário, periculosidade e encargos sociais; despesas com materiais destinados à operação e manutenção do sistema elétrico, incluindo itens como material de manutenção, lubrificantes e combustíveis, material de expediente e de consumo, peças e acessórios para veículos; despesas derivadas de contratação de mão de obra de terceiros, em função da operação, conservação e administração do sistema elétrico e as despesas com energia elétrica, comprada de outras concessionárias para revenda.

Inclui-se também quotas da conta de consumo combustíveis fósseis (CCC), que visa constituir reservas financeiras para cobertura do custo de combustíveis necessários ao funcionamento das usinas termelétricas integrantes do sistema interligado. Como o sistema elétrico brasileiro é composto predominantemente por geração hidroelétrica, as usinas térmicas normalmente operam com consumo mínimo de combustível, para reduzir custos. Somente quando há falta de água e a geração hidroelétrica fica comprometida, as térmicas operam à plena capacidade. As térmicas representam uma garantia do funcionamento do sistema como um todo. Por isso os custos do consumo de combustível são rateados entre todas as empresas, independentemente de quem seja o proprietário da usina térmica.

2.3.2 Encargos de capital

Para melhor situar o que representam estes encargos, é importante caracterizar adequadamente alguns conceitos contábeis relativos ao setor elétrico. Dentre estes:

Ativo imobilizado em serviço, que são bens e direitos efetivamente utilizadas na prestação do serviço de energia elétrica. Os bens são terrenos, reservatórios, barragens,

adutoras, edificações, veículos, móveis, etc. Os direitos são imobilizações imateriais empregadas pelo concessionário, na prestação do serviço, como o direito de concessão e o direito de uso de telefones.

Ativo diferido em serviço, que são as despesas de remuneração das aplicações de capital em bens e direitos em processo de imobilização. Refere-se principalmente a juros durante a construção, despesas pré-operacionais e outras despesas diferidas.

Almoxarifado em operação, que são as despesas com materiais utilizados na manutenção e operação da empresa.

Capital de giro, que é a diferença entre o ativo circulante e o passivo circulante. Compreende as disponibilidades, adicionadas das contas a receber a curto prazo (ativo circulante), menos as contas a pagar a curto prazo (passivo circulante). Para efeito de custo do serviço consideram-se apenas os resultados positivos.

Sobre o ativo imobilizado em serviço incide a *quota de depreciação*, que nada mais é do que uma parcela destinada à reposição dos bens e instalações em serviço após o término de sua vida útil. Estima-se a vida útil de usinas hidráulicas, linhas e subestações em 33 anos; usinas térmicas em 20 anos e instalações de distribuição em 25 anos. Note-se que não há diferenciação para máquinas e equipamentos, veículos, móveis e utensílios, os quais são depreciados na mesma taxa da instalação a que pertencerem.

Sobre o ativo diferido em serviço incide a *quota de amortização*, que é de 4% ao ano. A amortização das despesas pré-operacionais é determinada em função dos prazos de amortização fixados pelo DNAEE¹⁶.

A *remuneração do investimento* é calculada sobre o *investimento remunerável*¹⁷, composto pelas parcelas acima descritas, das quais são subtraídas a depreciação acumulada e a amortização acumulada. Esta representa os recursos próprios da empresa para pagamento dos encargos da dívida de longo prazo, dividendos aos acionistas, imposto de renda e para expansão de suas atividades.

¹⁶ Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica.

¹⁷ Refere-se ao capital produtivo da empresa (instalações, almoxarifado e capital de giro), excetuando-se a perda de vida das instalações (reserva de depreciação e amortização e eventuais recursos que não foram resultantes da produção da empresa - doações).

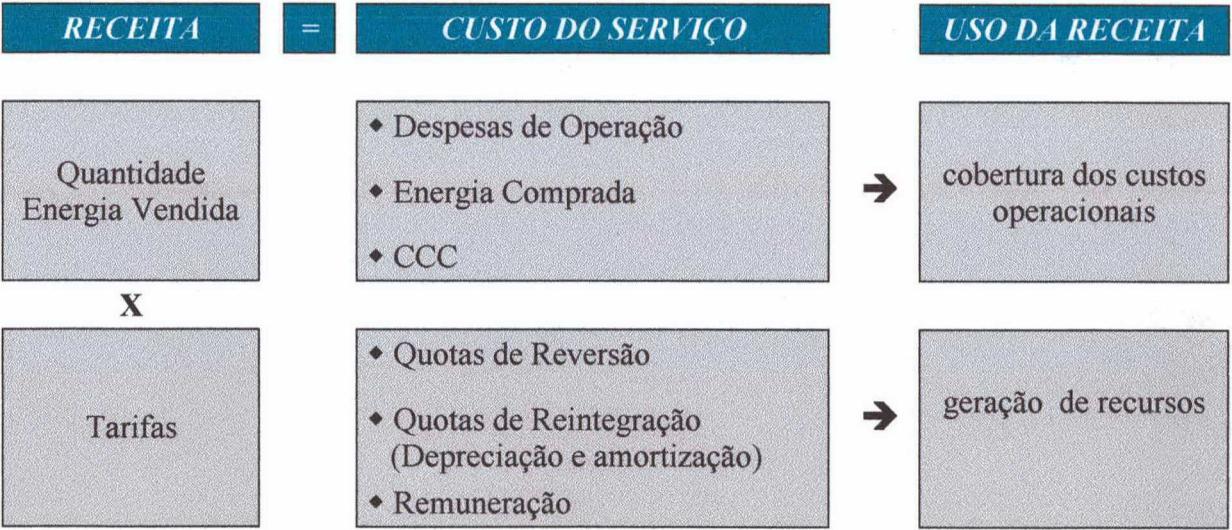
A *depreciação acumulada* ou a *reserva para depreciação* é constituída pela acumulação das quotas anuais de depreciação calculadas sobre os bens e instalações incluídas no ativo imobilizado em serviço.

Seguindo o mesmo mecanismo da reserva para depreciação, a *amortização acumulada* é composta pelas quotas anuais de amortização calculadas sobre o ativo diferido.

As quotas para *reserva global de reversão* (RGR), são parcelas anuais recolhidas à ELETROBRÁS com a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço de energia elétrica. Corresponde ao percentual de 2,5% ao ano incidente sobre o investimento reversível, que é a parte do investimento remunerável que considera apenas o ativo imobilizado.

O quadro 1 ilustra os principais itens do custo do serviço de energia elétrica.

QUADRO 1 - CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA.



Fonte: ELETROSUL - Departamento de Planejamento.

Conforme descrito no item 2.3.1, uma parte importante da receita do serviço de energia elétrica é utilizada para cobertura dos custos operacionais. Da parte relativa aos encargos de capital, a RGR é recolhida pela ELETROBRÁS, e atualmente tem sido utilizada para financiar a expansão do setor elétrico, através do FINEL (Fundo de Financiamento da ELETROBRÁS). O ingresso líquido de recursos na empresa é representado pelas quotas de reintegração dos ativos e pela remuneração do investimento, já que os demais itens representam gastos efetivos ou o recebimento de valores para posterior repasse a terceiros.

É importante lembrar que estes encargos antes eram calculados como percentuais fixos sobre os ativos. Como até 1964 os ativos não eram corrigidos monetariamente, tanto a remuneração como as quotas de reintegração eram calculadas sobre custos históricos¹⁸ defasados. Com a inflação acelerada as empresas do setor elétrico sofreram prejuízos de ordem financeira, além de ficarem impossibilitadas de cumprir sua programação de obras, imprescindível ao atendimento do crescimento do mercado consumidor. Portanto, a utilização dos custos históricos contábeis, bastante salutar numa economia sem inflação e de custos estáveis para a expansão dos serviços, no caso brasileiro teve como resultado uma remuneração real decrescente.

A partir de 1964 foi instituída a sistemática da correção monetária anual, que se mostrava indispensável para a preservação do equilíbrio econômico e financeiro das empresas de energia elétrica. A partir daí foi possível a introdução de nova política de preços, permitindo que a correção do ativo imobilizado pudesse ser considerada para fins tarifários.

Pela Lei 8631, em 1993, a remuneração deixou de ser calculada como um percentual sobre o investimento remunerável, passando a ser considerada como resultado da diferença entre a receita efetivamente obtida e os demais itens do custo de serviço, excetuada a própria remuneração.

¹⁸ Custos sem correção monetária. Não se considera a inflação.

CAPÍTULO III

3 CUSTO DO SERVIÇO DE TRANSMISSÃO

Com a criação do SINTREL, surgiu a necessidade de separar os custos de serviço em geração, transmissão e distribuição, de forma a viabilizar a cobrança de uma tarifa exclusiva para a transmissão de energia. Aparentemente isto não deveria representar uma tarefa muito complexa já que, pelas normas contábeis do setor, desde 1983 as concessionárias estão orientadas a contabilizar separadamente suas instalações. A primeira vista, portanto bastariam algumas adaptações de forma para que estas informações fossem traduzidas em custos de utilização da rede de transmissão. Na prática, entretanto, é no adequado tratamento destes dados que reside a principal dificuldade de implantação do processo de cálculo dos custos de uso do sistema de transmissão. Este tratamento é de suma importância para a agilização dos trabalhos de avaliação das transações a serem propostas por futuros acessantes.

3.1 SEGREGAÇÃO DO CUSTO DE SERVIÇO DE TRANSMISSÃO

Para que se possa calcular o custo de utilização da rede de transmissão é necessário identificar as parcelas componentes do custo de serviço total que estão relacionados apenas à transmissão.

Para o cálculo do custo do serviço de transmissão deverão ser desconsiderados os itens das *despesas operacionais* que estão estritamente associados à produção e venda de energia:

- ♦ energia comprada para revenda;
- ♦ combustível para geração de energia elétrica;
- ♦ parte das despesas de pessoal, material e serviços relativos à geração. As despesas desta natureza relativas à transmissão podem ser incorporadas como um percentual sobre o ativo imobilizado das instalações.

A taxa de operação e manutenção (OM), deve ser calculada mediante levantamento da despesa anual de operação e manutenção, relativa a transmissão, efetivamente ocorridas e expressas em função do ativo imobilizado em transmissão.

Os itens contábeis referentes às *instalações* de transmissão de energia elétrica são praticamente os mesmos já mencionados como componentes do custo de serviço total. São consideradas no cálculo do investimento remunerável as seguintes parcelas:

- ♦ Ativo imobilizado em serviço (AIS);
- ♦ Ativo diferido em serviço (ADS);
- ♦ Reserva de depreciação (RD);
- ♦ Reserva de amortização (RA);
- ♦ Estoque de almoxarifado (ALM), e
- ♦ Capital de giro próprio (CGP).

Quanto às quotas de reintegração do serviço de transmissão, são consideradas:

- ♦ Quota de depreciação (QD) anual dos ativos imobilizados em serviço de transmissão, calculadas em 3% ao ano;
- ♦ Quota de Amortização (QA) do ativo diferido, calculada em 4% ao ano;
- ♦ Reserva global de reversão (RGR), que corresponde a 2,5% ao ano, incidente sobre o investimento *reversível*, que é composto pelas parcelas do AIS, deduzindo-se a RD; e
- ♦ Remuneração, (REM). Com a extinção da remuneração garantida pela Lei 8631, este item deverá ser definido a partir de negociações da empresa com o órgão regulador, tendo em vista a preservação do seu equilíbrio econômico-financeiro.

Uma das etapas do cálculo para definição do custo do serviço de transmissão é descrita a seguir, considerando as parcelas que são calculadas sobre o Ativo Imobilizado Depreciável:

$$REM = [(AIS+ADS+ALM+CGP) - (RD+RA)] \times (\text{Taxa anual de remuneração})$$

$$RGR = [(AIS - RD)] \times (\text{Alíquota de RGR})$$

$$QD = AIS \times (\text{Taxa anual de depreciação})$$

$$OM = AIS \times (\text{Taxa média de operação e manutenção})$$

$$QA = ADS \times (\text{Taxa anual de amortização})$$

O valor do AIS depreciável exclui a parcela relativa ao valor do terreno no caso de subestações e faixa de passagem no caso de linhas, que são consideradas a parte no Ativo Imobilizado não Depreciável e sobre o qual também são calculadas a remuneração, a alíquota da RGR e a parcela de operação e manutenção.

3.2 ABERTURA DO CUSTO DE SERVIÇO DA TRANSMISSÃO

Calculando-se o custo médio do serviço de transmissão, supostamente o problema estaria resolvido. Entretanto há ainda questões conceituais que são importantes, na medida em que influem na transparência, estabilidade e coerência do processo de tarifação de transmissão da energia.

Conceitualmente o custo médio do serviço de transmissão (também chamado de “Selo Postal”) não mede a efetiva utilização da rede pelos acessantes. Cobrando-se um custo médio, empreendimentos de geração próximos à carga pagariam mais pelo uso da rede do que gerações distantes. Na verdade os empreendimentos próximos da carga utilizam menos componentes da rede de transmissão do que aqueles empreendimentos distantes da carga, pois o percurso elétrico é maior. Com base no custo médio do serviço, obtém-se um preço que seria o mesmo para qualquer usuário. Por isto, o custo médio do serviço de transmissão dá um sinal econômico errado, levando a um rateio injusto dos custos entre os usuários.

“Tarifas muito abaixo do custo marginal na transmissão inviabilizam a entrada de autoprodutores e sinalizam muito mal o consumo. Tarifas acima do custo médio proporcionam uma remuneração muito alta para o sistema existente. É preciso descobrir o ponto de equilíbrio.” (ALTERNATIVAS, p. 33)

Para melhor entender o problema de definição do custo do serviço de transmissão, que por simplificação chama-se *pedágio*, é preciso lembrar a portaria 337/94, que regulamentou o Decreto 1009/93, de criação do SINTREL. Nesta portaria determina-se que o custo de utilização da rede de transmissão deve refletir proporcionalmente o *percurso elétrico*.

Para que se possa levar em conta o percurso, torna-se necessário que o *cômputo* do pedágio referente a cada transação de transmissão¹⁹ seja feito com base na *simulação da utilização* dos elementos do sistema de transmissão, por onde efetivamente transita o fluxo de energia do acessante, ou seja, pelas linhas, transformadores e seus terminais. Neste ponto surge a questão de como representar os custos do sistema de transmissão na forma destes elementos.

Na prática atual do setor elétrico a contabilização dos ativos do sistema de transmissão é feita por subestação e por linha, em valores totais. Para computar o custo de utilização da rede é necessário traduzir estes custos agregados em termos dos elementos por onde circula o fluxo de energia, ou seja, *distribuí-los* por linhas e transformadores.

Uma parte significativa dos investimentos no sistema de transmissão, tais como equipamentos para controle, supervisão, comunicação e infra-estrutura, é feita em componentes por onde não transita a energia. Para estes equipamentos pode-se falar em uma área de influência, ou raio de ação, cuja definição exata não é trivial, já que esta influência tem uma característica difusa, que é a de beneficiar, direta ou indiretamente *todo* o sistema. Felizmente como o dimensionamento destes equipamentos é feito de forma integrada, no sentido de complementaridade e suporte mútuo, a delimitação de sua área de influência não é crucial para o processo de custeio do serviço de transmissão.

De qualquer forma investimentos associados a esses componentes, nos quais não transita energia, fazem parte do custo do serviço e devem obrigatoriamente ser incluídos no custo da transação de transmissão. Impõe-se em decorrência a necessidade de associar de

¹⁹ “Operação caracterizada pela utilização da Rede Elétrica.” (Rede Básica - ELETROSUL, 1996)

alguma forma esses custos aos elementos da rede que são representados nos programas de simulação das transações e cálculo do pedágio.

Deve-se então procurar um critério de desagregação dos custos coerente com o funcionamento físico da rede e com a prestação do serviço. Neste sentido a adoção de premissas de abertura dos custos das instalações que atendam às características *funcionais* do sistema de transmissão pode tornar a distribuição destes custos mais coerente e estável. Além disso o critério deve ser viável de implementação prática, considerando as facilidades de automatização do manuseio dos dados de custo.

Tendo em vista atender a estes requisitos, investigou-se uma forma de rateio direto dos custos contábeis totais da rede de transmissão, com base nos *custos de reposição* dos elementos.

♦ O primeiro passo do procedimento proposto consiste em calcular diretamente o *custo médio* do serviço de transmissão. Conforme as normas contábeis vigentes no setor elétrico, a contabilização dos investimentos em instalações deve considerar os valores disponíveis para cada subestação e linha, e evidentemente para o total das instalações de transmissão de cada concessionária. Com base neles são calculados os encargos anuais de depreciação e amortização, remuneração, taxas e impostos, que, juntamente com os encargos de operação, compõem o custo médio do serviço da transmissão de uma empresa, que representa a renda total a ser auferida por esse sistema, de modo a cobrir seus custos. Esta etapa de cálculo já foi apresentada no item 3.1.

♦ O passo seguinte consiste na distribuição deste valor global pelos elementos em que transita a energia, proporcionalmente aos seus custos de reposição.

Os custos de reposição são tanto maiores quanto maior a capacidade dos equipamentos, e quanto maior a extensão, no caso de linhas. Assim também os valores de custo contábil por elemento obtidos por rateio, *proporcionais* aos custos de reposição, podem ser relacionados à capacidade dos transformadores, linhas e ao comprimento dessas últimas. Ou seja, uma instalação de maior capacidade terá embutida no seu custo de serviço uma parcela maior da infra-estrutura que outra instalação de menor capacidade. Os equipamentos comuns são dessa maneira automaticamente distribuídos por um critério funcional. Já em relação ao comprimento de linhas pode-se dizer que a variação destes requisitos (e logo do seu custo), é proporcional. Portanto a alocação dos custos contábeis proposta é coerente com os requisitos físicos e funcionais do sistema.

Deve-se observar que esse tipo de procedimento guarda similaridade com a definição da estrutura tarifária, obtida pelos custos marginais de expansão. Enquanto os custos marginais servem como estrutura de rateio para desagregação, por nível tarifário, do custo total de serviço, obtido a partir de informações contábeis, aqui a estrutura de custos de reposição serviria para desagregação do custo do serviço da transmissão pelos elementos que conduzem o fluxo de energia.

3.2.1 Orçamento por Custos de reposição

A montagem do orçamento de reposição das instalações de transmissão constitui a segunda etapa do procedimento proposto no item 3.2. Em primeiro lugar é necessário caracterizar adequadamente como são realizados estes orçamentos.

O orçamento de obras de transmissão é feito de maneira diferenciada, dependendo do estágio em que se encontra o empreendimento. Em estimativas orçamentárias expedidas, a prática usual tem sido o orçamento baseado em custos unitários²⁰ para linhas de transmissão e equipamentos em geral e em custos *modulares*²¹ no caso de subestações. Em ambos os casos os valores adotados baseiam-se na amostragem disponível dos custos incorridos em bens e serviços de empreendimentos assemelhados ao que se pretende orçar.

Na aplicação do sistema de orçamentação explora-se o fato de a maioria dos projetos de instalações elétricas como linhas e subestações serem padronizados, o que torna possível desenvolver uma sistemática de estimativa de custos de razoável precisão.

Os custos unitários de linhas são obtidos a partir das informações disponíveis sobre os custos realizados de linhas construídas, relacionadas à sua extensão.

A composição dos módulos das subestações abrange itens de natureza distintas, como materiais e equipamentos, fretes e seguros, terraplanagem, obras civis e montagem, projeto, supervisão e administração.

²⁰ Custo de uma unidade de cada componente da rede de transmissão (no caso de linhas, \$/Km).

²¹ A idéia de custos modulares aplicado ao orçamento de subestações, consiste no fracionamento da instalação em unidades funcionais, relacionadas a aspectos operacionais ou construtivos. Essas unidades ou *módulos* são caracterizadas pelos elementos físicos que as integram. Os custos dos módulos são determinados usando configurações típicas de projeto como guia para obter as quantidades dos componentes.” (SOUZA, 1996, p.1) Por exemplo, uma entrada de linha (designada abreviadamente por EL) é composta por equipamentos de manobra, controle, medição e proteção, embora para efeito orçamentário apareça como um custo único agregado.

Tipicamente a subestação é desmembrada em módulos de manobra, associados aos terminais de linhas e de transformadores e módulos de equipamento, compreendendo os equipamentos principais da subestação.

A figura 1 apresenta os componentes básicos da transmissão, considerados para efeito deste trabalho.

FIGURA 1 - COMPONENTES DA TRANSMISSÃO.



Fonte: ELETROSUL, Departamento de Planejamento.

Para a finalidade deste trabalho basta caracterizar os custos unitários de linhas e transformadores e os custos modulares de seus terminais, representados no diagrama da figura 1 e quantificadas na tabela 1, na qual apresenta-se os custos unitários de reposição dos principais componentes da transmissão por níveis de tensão.

TABELA 1 - CUSTOS UNITÁRIOS DE REPOSIÇÃO.

Tensão kV	Módulos (\$ 1.000,00)		Linhas \$ 1.000,00/Km	Transformadores \$ 1.000,00/MVA
	EL	CT		
138	766,3	578,38	98,00	12,68
230	1.560,13	1.334,31	128,80	12,37
500	3.324,52	2.990,17	280,60	10,38

Fonte: ELETROSUL, Departamento de Planejamento.

CAPÍTULO IV

4 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

Neste capítulo a metodologia descrita no capítulo 3 será aplicada ao sistema de transmissão da ELETROSUL.

4.1 ASPECTOS GERAIS

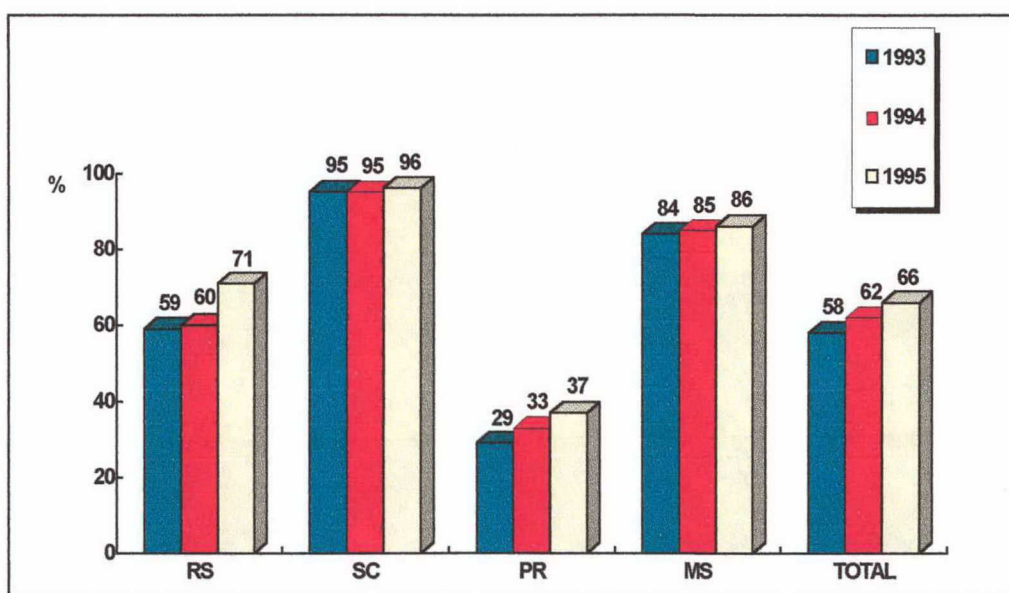
A ELETROSUL é uma das subsidiárias da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS, que detém 99,7% do seu capital. Atua como sociedade anônima de capital fechado, tendo como atividades básicas a produção e a transmissão de energia elétrica.

Constituída em 23 de dezembro de 1968, recebeu autorização de funcionamento em 23 de abril de 1969. Foi constituída para suprir com energia elétrica as concessionárias distribuidoras do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná e a partir de 1981 estendeu sua atuação também para o Mato Grosso do Sul. Estes estados concentram 25 milhões de habitantes, numa área geográfica correspondente a 11% do território nacional e geram um PIB de 90 bilhões de dólares, representando 19% do PIB nacional. A ELETROSUL também participa do suprimento de energia elétrica à Região Sudeste e mantém intercâmbio de energia com a Argentina.

Seus principais clientes são CEEE²², CELESC²³, COPEL²⁴, Furnas e Enersul²⁵, que consomem respectivamente, 36,3%; 27,5%; 15,7%; 14% e 6,5% da energia gerada. No atendimento de seu mercado, além de geração própria, escoia parcela significativa da energia de Itaipu colocada à disposição do Brasil.

O crescimento do mercado é apresentado na figura 2, na qual observa-se o percentual do crescimento de energia elétrica nos anos de 1993/1994/1995.

FIGURA 2 - MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA. PARTICIPAÇÃO % DA ELETROSUL POR ESTADO.



Fonte: ELETROSUL. **Relatório da Administração/93**. Florianópolis, mar., 1994.
ELETROSUL. **Relatório da Administração/94**. Florianópolis, mar., 1995.

A ELETROSUL possui capacidade instalada de geração de 3.222 MW, sendo 81% em três usinas hidrelétricas e 19% em quatro usinas termelétricas.

A capacidade instalada da ELETROSUL, por usina, é especificada nas tabelas 2 e 3, nas quais observa-se que a participação das usinas hidrelétricas é bem superior à das térmicas, na composição de sua geração própria.

²² Companhia Estadual de Energia Elétrica - Rio Grande do Sul.

²³ Centrais Elétricas de Santa Catarina.

²⁴ Companhia Paranaense de Energia Elétrica.

²⁵ Empresa de Energia Elétrica do Mato Grosso do Sul S/A.

TABELA 2 - CAPACIDADE INSTALADA - HIDRELÉTRICAS.

<i>HIDRELÉTRICAS</i>	<i>CAPACIDADE (MW)</i>
Passo Fundo (RS)	220
Salto Osório (PR)	1.050
Salto Santiago (PR)	1.332
TOTAL	2.602

Fonte: ELETROSUL. **Relatório da Administração/94**. Florianópolis, mar., 1995.

TABELA 3 - CAPACIDADE INSTALADA - TERMELETRICAS.

<i>TERMELETRICAS</i>	<i>CAPACIDADE (MW)</i>
Jorge Lacerda A (SC)	232
Jorge Lacerda B (SC)	250
Charqueadas (RS)	72
Alegrete (RS)	66
TOTAL	620

Fonte: ELETROSUL. **Relatório da Administração/94**. Florianópolis, mar., 1995.

As linhas e as subestações da ELETROSUL formam o principal sistema de transmissão da Região sul. Interligam-se com os estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Mato Grosso do Sul e ainda com o principal tronco de transmissão da Região Sudeste. O sistema de transmissão de energia elétrica da ELETROSUL conta com 8.566 Km de linhas de transmissão nos níveis de tensão de 525 kV, 230 kV, 138 kV e 69 kV. Além disso, pertencem ao sistema de transmissão da ELETROSUL 28 subestações, totalizando uma capacidade instalada de transformação da ordem de 9.500 MVA.

As figuras 3 e 4 apresentam respectivamente a distribuição percentual da capacidade instalada de transformação por estado e a distribuição da capacidade instalada de transformação em MVA por níveis de tensão.

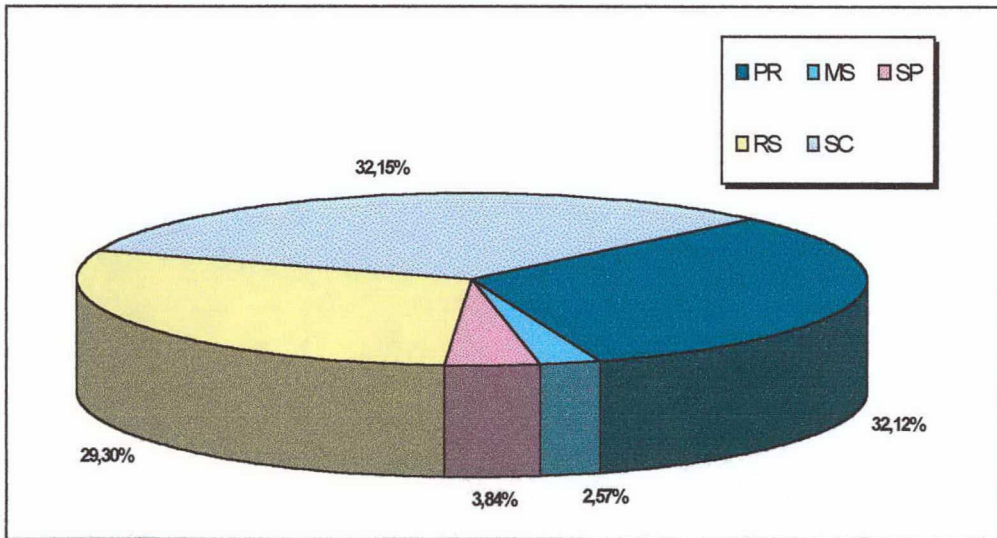
Na figura 3 observa-se que o estado de Santa Catarina é que concentra o maior percentual de capacidade instalada, seguido respectivamente pelos estados do Paraná, Rio Grande do Sul, São Paulo e Mato Grosso do Sul.

Na figura 4 observa-se que a capacidade instalada de transformação em MVA predominante é no nível de tensão de 500/230 kV, seguidos pelos níveis de tensão em 230/138 kV, 138/69 kV e 440/230 kV.

Na figura 5 observa-se que o estado com maior extensão em Km de linhas é o estado do Paraná, seguido por Santa Catarina, Mato Grosso do Sul e Rio Grande do Sul.

Na figura 6, observa-se, em termos de extensão geográfica, a predominância da rede de 230 kV, que atende aos três estados da Região Sul e ao Mato Grosso do Sul. Ao contrário, em termos de capacidade instalada em MVA, mostra-se a predominância da rede de 500 kV, apresentada na figura 4, que serve ao escoamento da geração das grandes usinas até aos pontos de consumo mais importantes, como capitais de Estados e centros industriais. Enquanto à rede de 230 kV cabe a repartição desta energia à centros de cargas menores, localizados em áreas distintas de cada Estado.

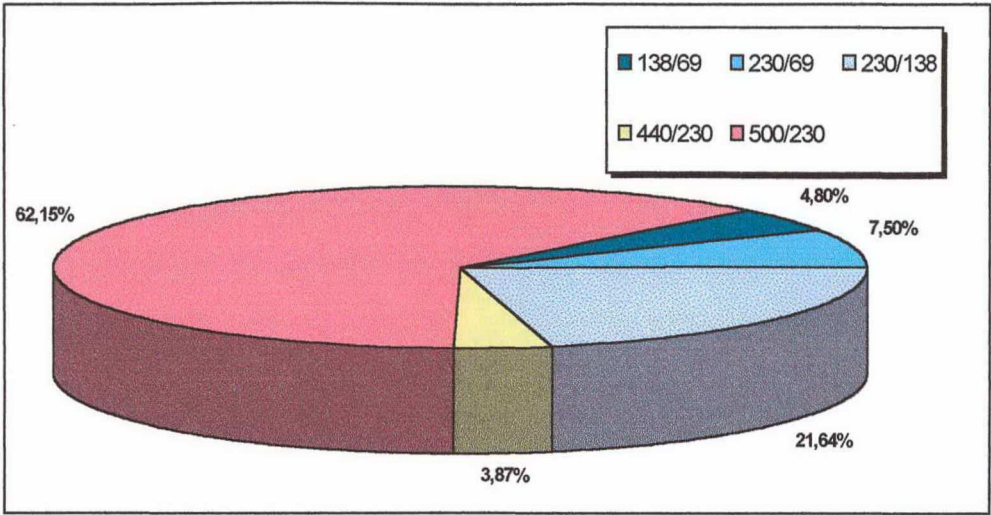
FIGURA 3 - ELETROSUL - SUBESTAÇÕES: CAPACIDADE INSTALADA POR ESTADO (%).



ANO: 1994

Fonte: ELETROSUL. **Relatório da Administração/94**. Florianópolis, mar., 1995.

FIGURA 4 - ELETROSUL - SUBESTAÇÕES: CAPACIDADE INSTALADA POR NÍVEIS DE TENSÃO (%).

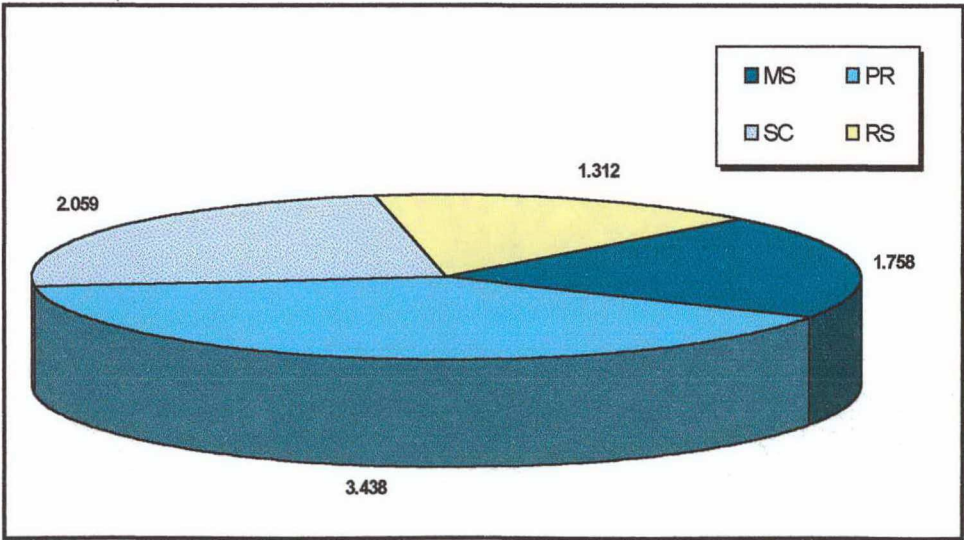


ANO: 1994

Fonte: ELETROSUL. **Relatório da Administração/94**. Florianópolis, mar., 1995.

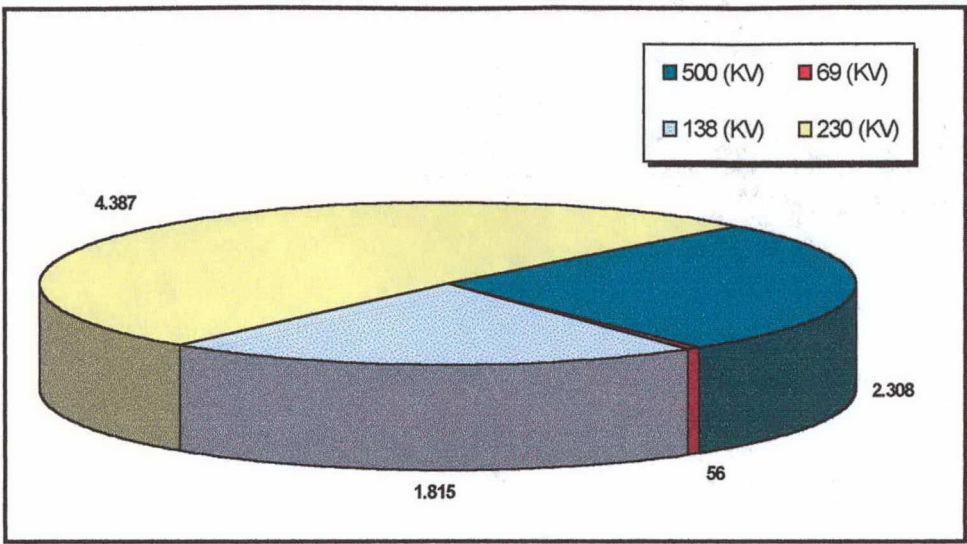
Obs: A relação de transformação em 440/230kV, refere-se a um transformador da ELETROSUL, que está situado na subestação de ASSIS, que pertence à CESP (Companhia Energética de São Paulo).

FIGURA 5 - ELETROSUL - LINHAS DE TRANSMISSÃO POR ESTADO (Km).



Fonte: ELETROSUL. **Informações Básicas Sobre a Empresa**. Florianópolis, maio, 1996.

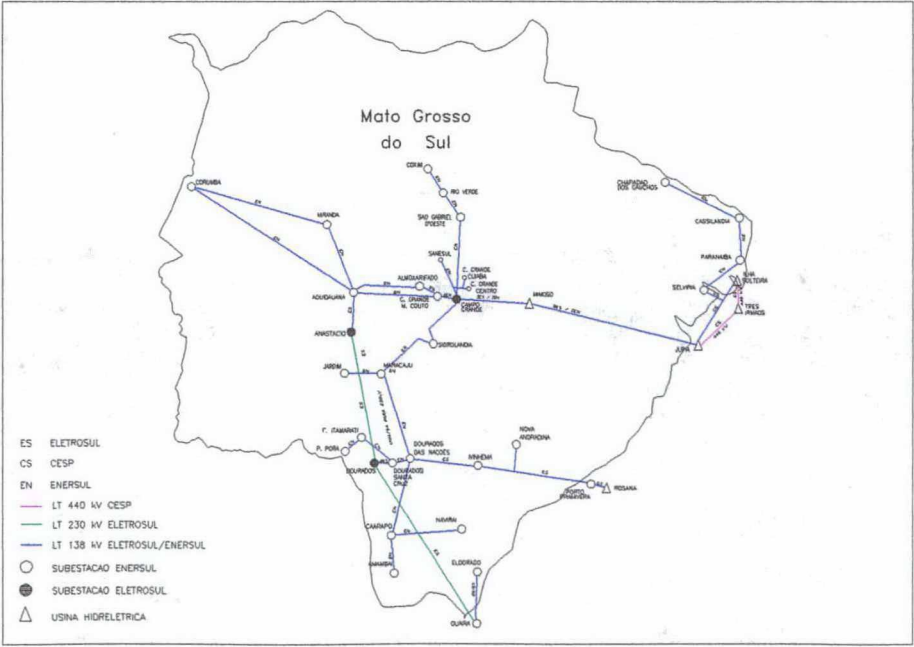
FIGURA 6 - ELETROSUL - LINHAS DE TRANSMISSÃO POR NÍVEIS DE TENSÃO (Km).



Fonte: ELETROSUL. **Informações Básicas Sobre a Empresa.** Florianópolis, maio, 1996.

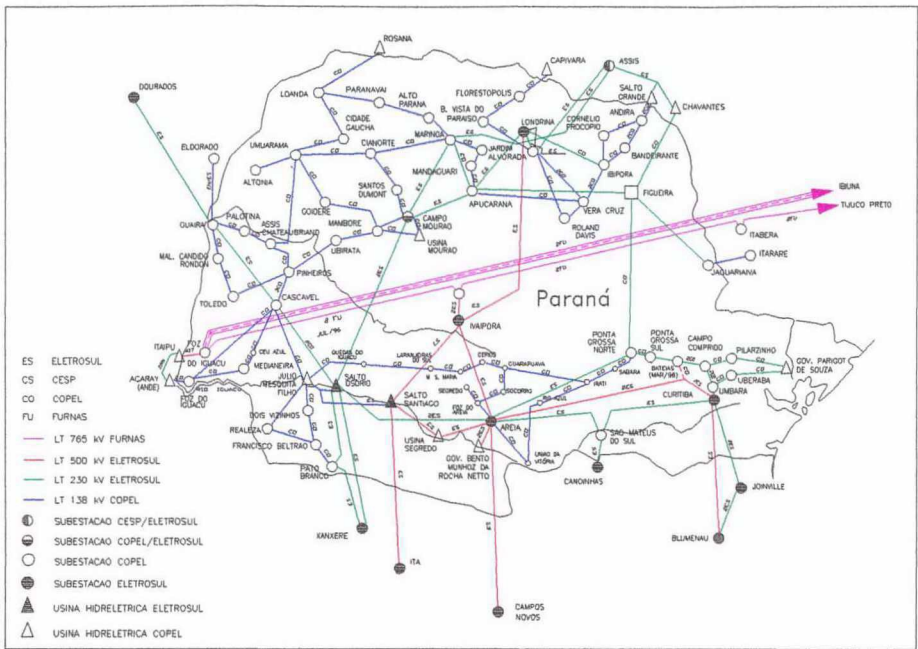
Os mapas das figuras 7 a 10 permitem visualizar a localização destas instalações nos estados que compõem a área de atuação da empresa.

FIGURA 7 - ELETROSUL - LINHAS DE TRANSMISSÃO MATO GROSSO DO SUL.



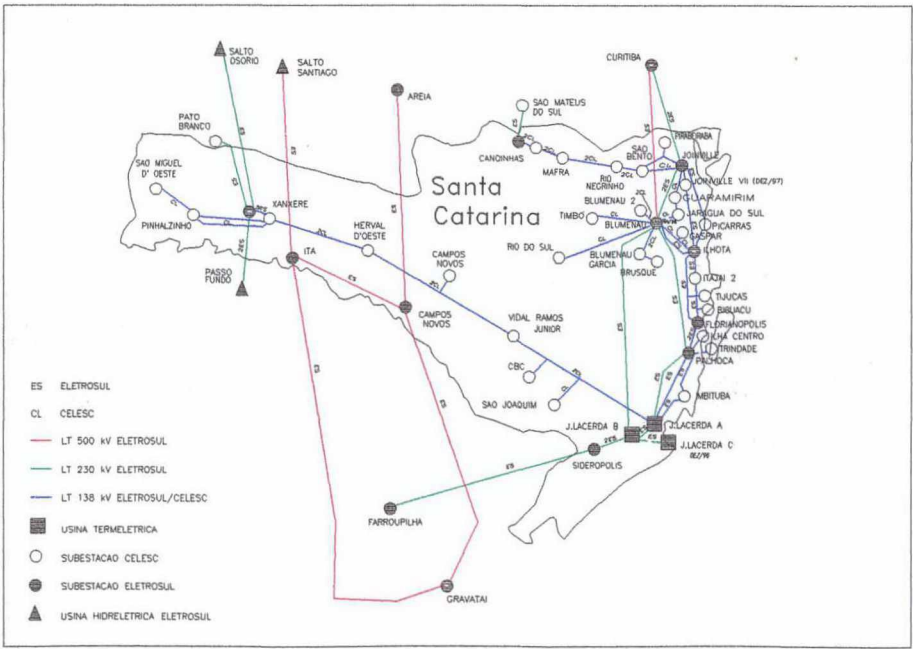
Fonte: ELETROSUL, Departamento de Operação de Sistema, 1996.

FIGURA 8 - ELETROSUL - LINHAS DE TRANSMISSÃO
PARANÁ.



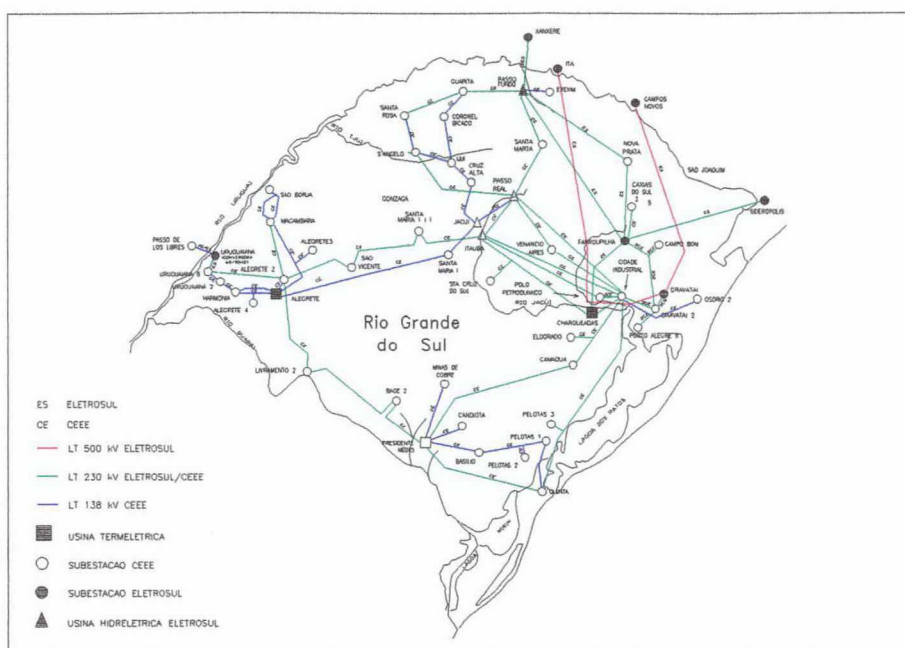
Fonte: ELETROSUL, Departamento de Operação de Sistema, 1996.

FIGURA 9 - ELETROSUL - LINHAS DE TRANSMISSÃO
SANTA CATARINA.



Fonte: ELETROSUL, Departamento de Operação de Sistema, 1996.

FIGURA 10 - ELETROSUL - LINHAS DE TRANSMISSÃO
RIO GRANDE DO SUL.



Fonte: ELETROSUL, Departamento de Operação de Sistema, 1996.

Nos últimos 26 anos a ELETROSUL acumulou grande experiência na administração de usinas, termelétricas e hidrelétricas e sistemas de transmissão. É detentora da tecnologia que produz a energia elétrica, que é um dos insumos mais importantes para o crescimento e progresso econômico do país.

4.2 CÁLCULO DO CUSTO DO SERVIÇO DE TRANSMISSÃO

A tabela 4 informa os componentes contábeis do custo do serviço total, da ELETROSUL, que é composto principalmente pelo custo do serviço da produção e pelo custo do serviço de transmissão, expostos respectivamente nas tabelas 5 e 6.

É importante ressaltar que os dados apresentados nas tabelas 4, 5 e 6 são hipotéticos (assim como todos os demais dados do trabalho relacionados a estas tabelas), atendendo a solicitação do departamento de contabilidade da ELETROSUL. Não obstante, preservou-se aqui a metodologia utilizada pela ELETROSUL para determinação dos seus

custos, bem como a devida proporção entre eles, o que atende perfeitamente os objetivos deste trabalho.

Conforme já foi mencionado, o custo do serviço da energia elétrica durante muito tempo vem sendo considerado em termos totais, sem ficar evidente a parcela deste custo relativa à transmissão. Observando as tabelas 4, 5 e 6 e comparando-as, pode-se verificar que o ativo imobilizado no serviço de transmissão é bastante representativo em relação ao ativo imobilizado total da empresa.

Comparando o valor final apresentado na tabela 5 (\$ 310.723.000,00), com aquele apresentado na tabela 4 (\$ 464.393.000,00), obtém-se o percentual do custo de serviço relativo a geração em relação ao custo total do serviço de energia elétrica, que é de 66,50%. Comparando o valor apresentado na tabela 6 (\$ 150.834.000,00), com o valor correspondente apresentado na tabela 4 (\$ 464.393.000,00), chega-se ao percentual do custo de serviço relativo à transmissão, em relação ao custo do serviço de energia elétrica, que é de 32,48%.

Os diversos componentes do custo do serviço serão analisados mais detidamente no que se refere à transmissão, que constitui o escopo principal do trabalho.

TABELA 4 - DEMONSTRATIVO DO CUSTO DE SERVIÇO TOTAL

<i>DESCRIÇÃO</i>	<i>VALOR (\$ 1.000,00)</i>
INVESTIMENTO REMUNERÁVEL	
Imobilizado em Serviço (AIS)	2.370.459
(-) Depreciação Acumulada (RD)	766.720
(+) Capital de Giro (CGP)	49.825
(+) Almoxarifado (ALM)	49.825
TOTAL	1.703.389
CUSTO DO SERVIÇO	
Custos de Operação	
Pessoal	65.504
Materiais	2.982
Serviços de Terceiros	10.013
Outros Custos Operacionais	14.916
	96251
Tributos	
Compensação Recursos Hídricos	6.014
Quota de Reversão	26.989
PASEP, COFINS e Contribuição Social	28.069
	61.072
Custos de Capital	
Quota de Depreciação	109.401
Remuneração do Investimento	197.669
	307.070
TOTAL	464.393

Fonte: ELETROSUL, Diretoria Financeira, 1996.

TABELA 5 - DEMONSTRATIVO DO CUSTO DE PRODUÇÃO

DESCRIÇÃO	VALOR (\$ 1.000,00)
INVESTIMENTO REMUNERÁVEL	
Imobilizado em Serviço (AIS)	1.557.191
(-) Depreciação Acumulada (RD)	472.009
(+) Capital de Giro (CGP)	30.735
(+) Almoxarifado (ALM)	30.735
TOTAL	1.146.652
CUSTO DO SERVIÇO	
Custos de Operação	
Pessoal	43.121
Materiais	2.164
Serviços de Terceiros	6.437
Outros Custos Operacionais	14.127
	65.849
Tributos	
Compensação Recursos Hídricos	6.014
Quota de Reversão	16.401
PASEP, COFINS e Contribuição Social	18.964
	41.379
Custos de Capital	
Quota de Depreciação	68.737
Remuneração do Investimento	134.758
	203.495
TOTAL	310.723

Fonte: ELETROSUL, Diretoria Financeira, 1996.

4.2.1 Custo do serviço de transmissão

Na tabela 6 verifica-se que o investimento remunerável em transmissão é obtido pela soma do capital de giro, do almoxarifado e do ativo imobilizado em serviço, do qual é deduzido a depreciação acumulada, chegando-se ao valor de \$ 556.738.000,00. Deste total obtém-se o valor do investimento reversível que é de \$ 518.558.000,00, obtido retirando-se do investimento remunerável as parcelas referentes ao capital de giro e ao almoxarifado.

Dispondo-se do imobilizado em serviço e do investimento remunerável é possível calcular o custo do serviço de transmissão, nas parcelas relativas aos encargos de capital.

A remuneração do investimento para efeito deste trabalho foi considerada em 11,3% sobre o investimento remunerável, obtendo-se o valor de \$ 62.911.000,00.

A quota de reversão representa 2,5% do investimento reversível, ou seja, \$ 12.964.000,00. Esta é classificada como tributo, pois é repassada à ELETROBRÁS, não contribuindo desta forma para geração de recursos internos da empresa.

As quotas de depreciação e amortização correspondem a 5% do ativo imobilizado em serviço, obtendo-se o valor de \$ 40.633.000,00.

Os tributos (PASEP, COFINS e contribuição social) totalizam um custo de \$ 3.894.000,00, representando uma taxa de 2,65% sobre a receita do serviço (\$ 146.940.000,00), que inclui todas as parcelas já calculadas.

Os custos de operação representam 3,7% do ativo imobilizado em serviço, totalizando \$ 30.402.000,00.

O valor total do custo de serviço de transmissão é de \$ 150.834.000,00.

TABELA 6 - DEMONSTRATIVO DO CUSTO DE TRANSMISSÃO

DESCRIÇÃO	VALOR (\$ 1.000,00)
INVESTIMENTO REMUNERÁVEL	
Imobilizado em Serviço (AIS)	813.268
(-) Depreciação Acumulada (RD)	294.710
(+) Capital de Giro (CGP)	19.090
(+) Almoxarifado (ALM)	19.090
TOTAL	556.738
CUSTO DO SERVIÇO	
Custos de Operação	
Pessoal	23.219
Materiais	818
Serviços de Terceiros	3.576
Outros Custos Operacionais	2.789
	30.402
Tributos	
Compensação Recursos Hídricos	0
Quota de Reversão	12.964
PASEP, COFINS e Contribuição Social	3.894
	16.858
Custos de Capital	
Quotas de Depreciação e Amortização	40.663
Remuneração do Investimento	62.911
	103.574
TOTAL	150.834

Fonte: ELETROSUL, Diretoria Financeira, 1996.

4.2.2 Cálculo do custo médio do serviço de transmissão (selo postal)

Na tabela 7 apresenta-se a composição da energia requerida da ELETROSUL, que é toda a energia que transita pelo sistema de transmissão, composta da geração própria e da geração de Itaipu fornecida aos estados da região sul.

TABELA 7 - REQUISITOS DE ENERGIA ELÉTRICA (1995)

<i>DISCRIMINAÇÃO</i>	<i>ENERGIA (MWh)</i>
Geração Própria	15.707.666
- Hidráulica	13.468.568
- Térmica	2.239.098
Energia Recebida	20.474.113
Energia Requerida	36.181.779

Fonte: ELETROSUL. *Boletim Estatístico Mensal do Mercado e Geração*. Florianópolis, 1995.

Podemos calcular o custo médio do serviço de transmissão, ou *selo postal*, dividindo-se o total do custo do serviço de transmissão (TABELA 6) pela energia requerida, obtendo-se um valor que corresponde a uma tarifa média para o serviço de transmissão da ELETROSUL, durante o ano de 1995.

$$\frac{\$ 150.834.000}{36.181.779 \text{ (MWh)}} = \$ 4,17 / \text{MWh}$$

4.3 ABERTURA DO CUSTO DO SERVIÇO DE TRANSMISSÃO

A inadequação do “selo postal” como tarifa de transmissão fica evidente quando se visualiza a extensão geográfica da rede de transmissão da ELETROSUL. Os mapas das figura 7, 8, 9 e 10, apresentados no item 4.1, mostram a rede da ELETROSUL nos estados da Região Sul e no Mato Grosso do Sul. Tomando-se como ponto de partida este último, a distância entre Corumbá e Guaíra é de 650 Km. Por outro lado, de Guaíra a Porto Alegre, no Rio Grande do Sul, percorrem-se 720 Km.

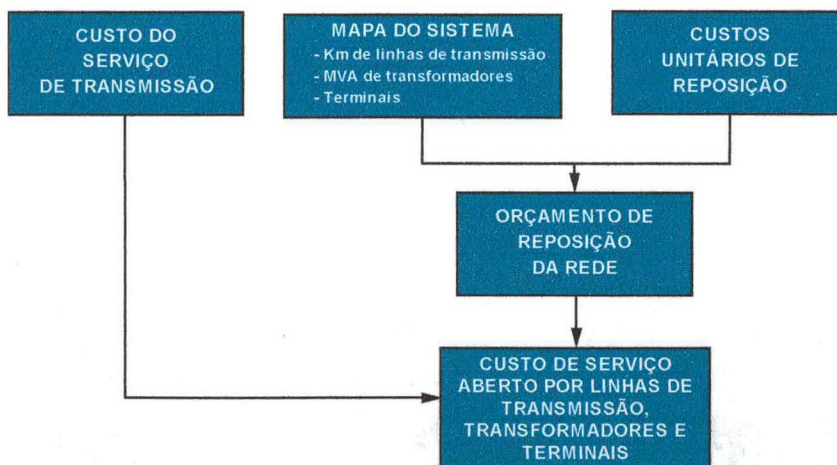
Observa-se que entre estes três pontos existem instalações de transmissão de diversos níveis de tensão e capacidade, tornando-se claro, portanto, que carece de significado econômico falar-se num custo médio do serviço de transmissão.

Desta forma, verifica-se que a utilização do selo postal para compor a tarifa de transmissão, resulta em um preço errado ou injusto para aqueles que vierem a utilizar o sistema de transmissão, justamente por trabalhar com o custo médio, em que se torna indiferente o percurso elétrico utilizado. Haveriam aqueles que pagariam mais e aqueles que pagariam menos do que realmente deveriam pagar, se fosse considerado o percurso elétrico e as instalações efetivamente utilizadas.

É necessário abrir este custo médio de acordo com um princípio lógico, que preserve as características funcionais de transmissão, conforme já explicado no item 3.2.

As principais etapas do procedimento de abertura do custo de serviço da transmissão por componente são ilustradas no fluxograma da figura 11, que sintetiza a descrição do item 3.2.

FIGURA 11 - FLUXOGRAMA DO PROCEDIMENTO DE ABERTURA DO CUSTO DO SERVIÇO



Fonte: ELETROSUL, Departamento de Planejamento, 1996.

O procedimento ilustrado na figura 11, foi aplicado a todo o sistema de transmissão da ELETROSUL. Os resultados são apresentados na tabela em anexo, identificados tanto pelo nome, como pela numeração dos terminais dos elementos por onde transita a energia.

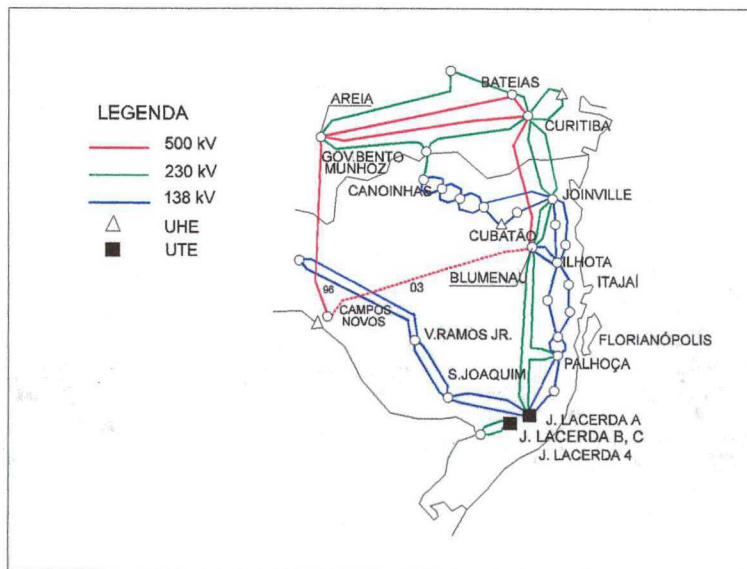
O custo do serviço das instalações da transmissão, está dividido nos custos das linhas, transformadores e módulos dos terminais correspondentes: entrada de linha (EL) e conexão de transformador (CT). Por exemplo, na tabela em anexo verifica-se que o custo do serviço de transmissão da linha de Guaira (barra nº 2.575), a Ilha Grande (barra nº 2.754), na tensão de 230kV é de \$203.960,00. Os terminais de Guaira e de Ilha Grande apresentam o mesmo custo no valor de \$121.140,00.

Para que fique bem claro como se chegou aos valores apresentados na tabela em anexo, é apresentado a seguir, um exemplo de aplicação do mesmo procedimento, para uma área menos extensa do sistema de transmissão.

4.3.1 Exemplo: Abertura do custo do serviço para área de Curitiba a Blumenau

A área escolhida vai de Curitiba até Blumenau, cobrindo geograficamente parte do norte e do litoral de Santa Catarina, conforme mostrado no mapa geoeletrico da figura 12.

FIGURA 12 - LINHAS DE TRANSMISSÃO, NO PERCURSO CURITIBA/BLUMENAU.

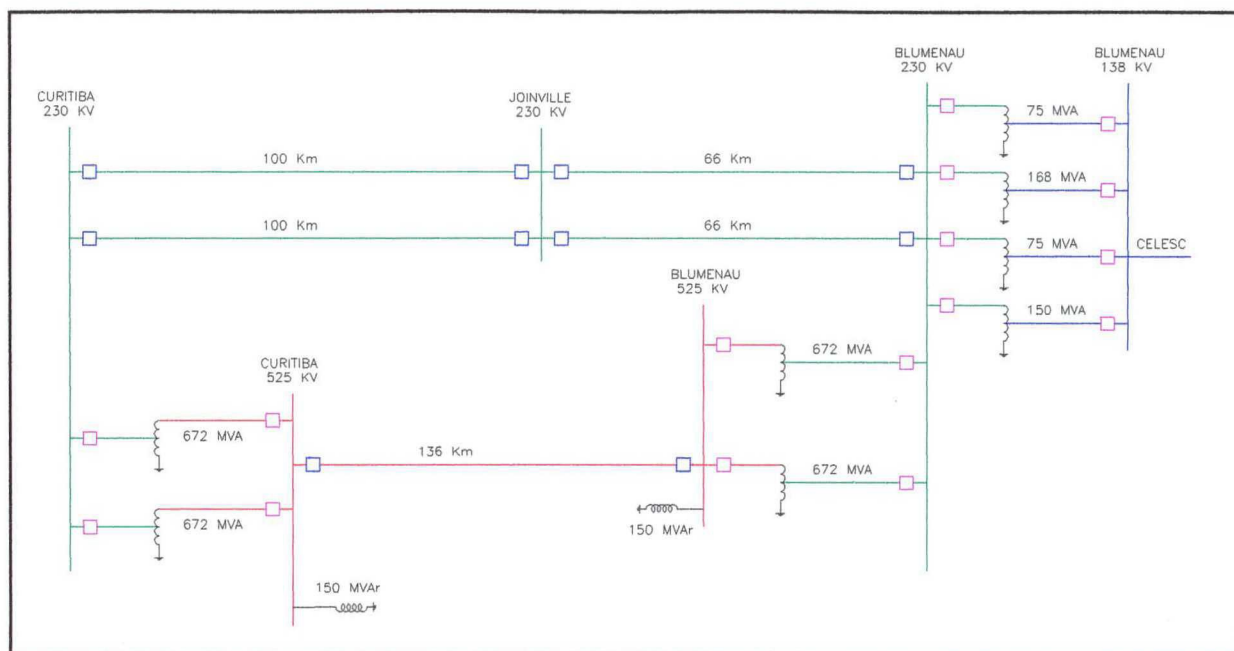


Fonte: ELETROSUL, Departamento de Planejamento, 1996.

O diagrama elétrico correspondente a esta região geográfica, é representado na figura 13, com os componentes da rede de transmissão que devem ser considerados na

abertura do custo do serviço. Observa-se que esta área foi escolhida para ilustrar o procedimento de abertura devido à diversidade de características da transmissão local, que agrega componentes em vários níveis de tensão.

FIGURA 13 - DIAGRAMA ELÉTRICO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO, PERCURSO CURITIBA/BLUMENAU.



Fonte: ELETROSUL, Departamento de Planejamento, 1996.

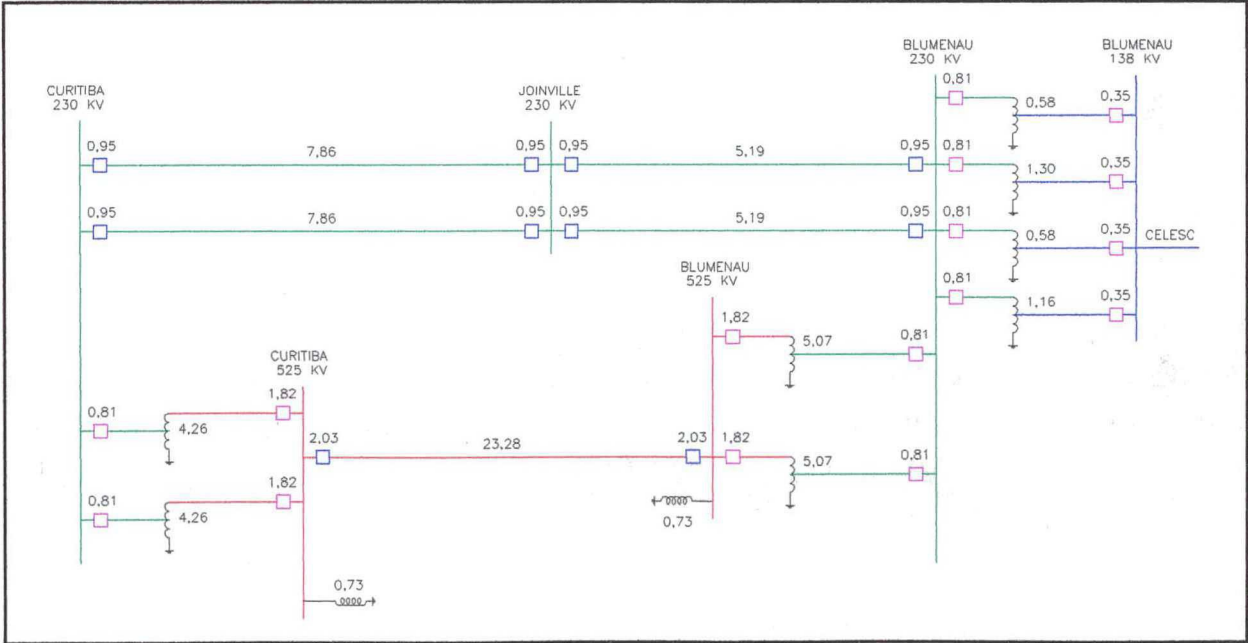
Para obter os custos de reposição para esta parte da rede, elaborou-se uma tabela (Tabela 8), na qual são mostrados os componentes do sistema de transmissão, bem como a quantidade de cada componente e o custo unitário de reposição destes componentes, (com base na tabela 1). A seguir calcula-se o percentual do custo de reposição para cada componente, sobre o custo de reposição total, apresentados na mesma tabela 8 e no diagrama elétrico na figura 14.

TABELA 8 - CUSTO DE REPOSIÇÃO POR COMPONENTE E PERCENTUAIS SOBRE CUSTO DE REPOSIÇÃO TOTAL.

Componentes da transmissão	Tensão (kV)	Quantidade	Custo unitário \$ 1.000,00	Custo de reposição	
				\$ 1.000,00	(%)
EL	230	8 (unid.)	1.560,13	12.481,04	0,95 x 8 = 7,61
EL	500	2 (unid.)	3.324,52	6.649,04	2,03 x 2 = 4,06
CT	500	4 (unid.)	2.990,17	11.960,68	1,82 x 4 = 7,28
CT	230	8 (unid.)	1.334,31	10.674,48	0,81 x 8 = 6,51
CT	138	4 (unid.)	578,38	2.313,52	0,35 X 4 = 1,40
LT	230	2x100 (km)	128,80/km	25.760,00	7,86 X 2 = 15,72
LT	230	2x66 (km)	128,80/km	17.001,60	5,19 x 2 = 10,37
LT	500	136 (km)	280,60/km	38.161,60	23,28
T (672 MVA)	500	2 (unid.)	10,38/MVA	13.950,72	4,26 x 2 = 8,51
T (672 MVA)	230	2 (unid.)	12,37/MVA	16.625,28	5,07 x 2 = 10,14
T (75 MVA)	138	2 (unid.)	12,68/MVA	1.902,00	0,58 x 2 = 1,16
T (150 MVA.)	138	1 (unid.)	12,68/MVA	1.902,00	1,16
T (168 MVA.)	138	1 (unid.)	12,68/MVA	2.130,24	1,30
Reator (150 MVAr)	500	2 (unid.)	8,00/MVAr	2.400,00	0,73 x 2 = 1,46
Custo de Reposição Total				163.912,20	100,00

Nota: Tabela elaborada pela autora com base na tabela 1 e figura 13.

FIGURA 14 - PERCENTUAIS SOBRE CUSTO DE REPOSIÇÃO TOTAL (%).



Fonte: ELETROSUL, Departamento de Planejamento, 1996.

Nota: Figura adaptada pela autora com base na tabela 8.

Somando-se todos os custos de reposição, chega-se a um total de \$ 163.912.000,20, que representa o custo de reposição total para esta parte do sistema.

Entre os componentes da transmissão apresentados na figura 10 existem elementos, como os reatores, por exemplo, que são equipamentos de controle, sem os quais a transmissão não funciona e portanto fazem parte do custo de serviço, embora por eles não transite energia. Devem portanto ser considerados no custo de reposição total.

Para obter o custo de reposição dos reatores, foi adotado o custo unitário de \$ 8.000,00/MVAr. Como seu efeito beneficia todo o sistema, seu custo será distribuído *proporcionalmente* entre os componentes pelos quais circula o fluxo de potência elétrica.

Na figura 14 apresenta-se todos os componentes do sistema pelos quais transita a energia, expressos em percentuais do custo de reposição total.

O custo contábil total relativo ao imobilizado em transmissão para esta área do sistema é obtido somando os valores contábeis de subestações e linhas consideradas no diagrama da figura 14, totalizando \$ 66.598.000,31 para o ativo imobilizado em serviço e \$ 45.567.000,27 para o investimento remunerável.

A partir destes valores e considerando os percentuais relativos às parcelas do custo do serviço da transmissão, especificadas no item 4.2.2, calcula-se o custo de serviço de transmissão para esta área do sistema, chegando-se ao valor total de \$ 12.350.000,30.

$$\text{AIS} = \$ 66.598.000,31$$

$$\text{IR} = \$ 45.567.000,27$$

$$\text{OM} = 0,0374 \times (\text{AIS}) = 2.490.000,80$$

$$\text{DEP} = 0,0500 \times (\text{AIS}) = 3.329.000,90$$

$$\text{RGR} = 0,0235 \times (\text{IR}) = 1.061.000,70$$

$$\text{REM} = 0,1130 \times (\text{IR}) = \underline{5.149.000,10}$$

$$\text{Total 1} = \$ 12.031.000,50$$

PASEP, COFINS

$$\text{e contribuição social} \quad \underline{318.000,80}$$

$$\text{Total 2} = \$ 12.350.000,30$$

O custo do serviço de cada componente é obtido multiplicando-se o custo do serviço de transmissão total para esta área do sistema (\$ 12.350,30), pelos percentuais do custo de reposição. Por exemplo: o custo do serviço para o componente LT, no nível de tensão de 230 kV, é de \$ 640.510,00. Para chegar-se a este valor, obtém-se com base na tabela 8 ou na figura 14, o percentual do custo de reposição deste elemento, que corresponde a 5,19% do total do custo de reposição para esta área do sistema. Em seguida, multiplica-se este valor (5,19 / 100) pelo custo do serviço de transmissão para esta área do sistema que é de \$ 12.350.000,30, chegando-se desta forma ao valor do custo de serviço deste componente

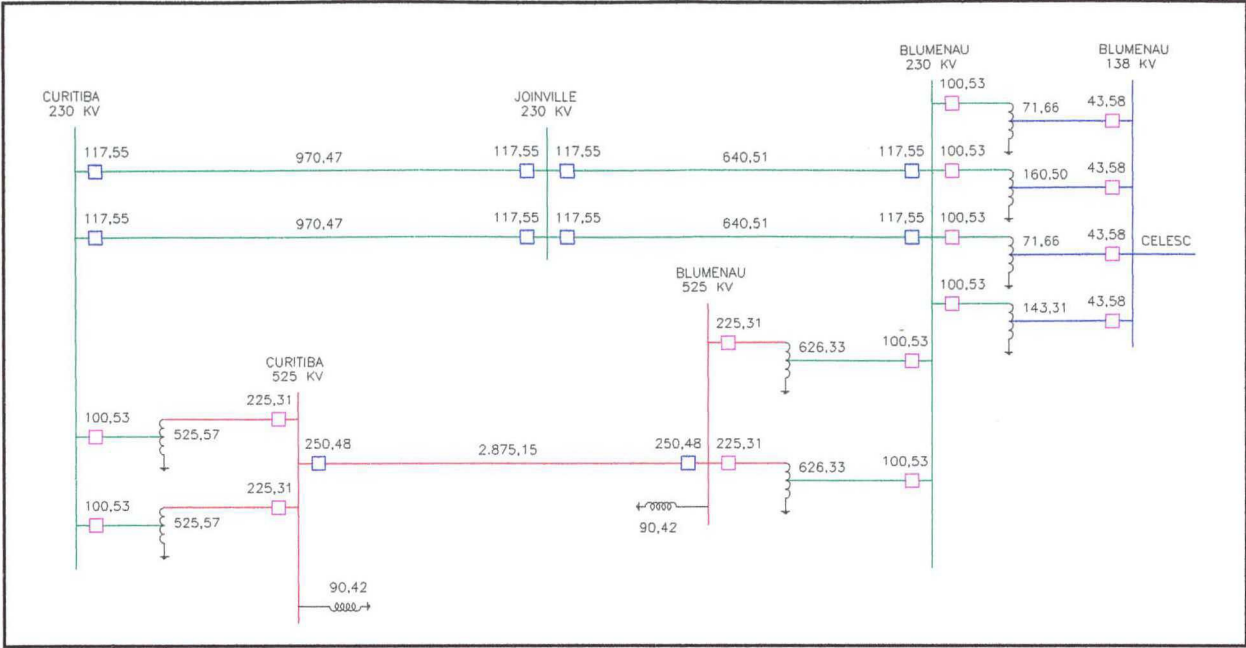
O custo do serviço de todos os componentes envolvidos nesta transação, são calculados e expostos na tabela 9, da mesma forma que exemplificou-se e na sequência encontram-se sobre o diagrama, na figura 15.

TABELA 9 - CUSTO DO SERVIÇO ABERTO POR COMPONENTE.

<i>Componentes da transmissão</i>	<i>Tensão (kV)</i>	<i>Quantidade.</i>	<i>Custo de reposição (%)</i>	<i>Custo do serviço (\$ 1.000,00)</i>
EL	230	8 (unid.)	0,95 x 8	117,55 x 8 = 940,40
EL	500	2 (unid.)	2,03 x 2	250,48 x 2 = 500,96
CT	500	4 (unid.)	1,82 x 4	225,31 x 4 = 901,24
CT	230	8 (unid.)	0,81 x 8	100,53 x 8 = 804,24
CT	138	4 (unid.)	0,35 X 4	43,58 x 4 = 174,32
LT	230	2x100 (km)	7,86 X 2	970,47 x 2 = 1.940,94
LT	230	2x66 (km)	5,18 x 2	640,51 x 2 = 1.281,02
LT	500	136 (km)	23,28	2.875,15
T (672 MVA)	500	2 (unid.)	4,25 x 2	525,57 x 2 = 1.051,14
T (672 MVA)	230	2 (unid.)	5,07 x 2	626,33 x 2 = 1.252,66
T (75 MVA)	138	2 (unid.)	0,58 x 2	71,66 x 2 = 143,32
T (150 MVA.)	138	1 (unid.)	1,16	143,31
T (168 MVA.)	138	1 (unid.)	1,23	160,50
Reator (150 MVAr)	500	2 (unid.)	0,73 x 2	90,42 x 2 = 180,84
Custo de Reposição Total			100,00	12.350,30

Nota: Tabela elaborada pela autora com base nas figuras 13 e 14.

FIGURA 15 - CUSTO DO SERVIÇO ABERTO POR COMPONENTE (\$ 1.000,00).



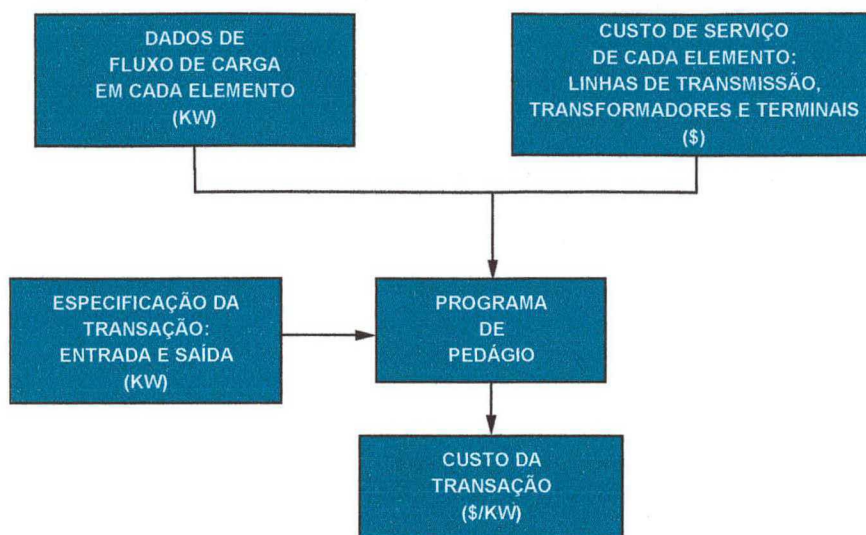
Fonte: ELETROSUL, Departamento de Planejamento, 1996.

Nota: Figura adaptada pela autora com base na tabela 9.

4.4 EXEMPLO DE APLICAÇÃO DO CUSTO DO SERVIÇO ABERTO POR COMPONENTE

Os dados do custo do serviço da transmissão abertos por componentes da rede representam um dos conjuntos das informações necessárias para calcular o custo das transações de transmissão, ou pedágio, conforme mostrado no fluxograma da figura 16.

FIGURA 16 - FLUXOGRAMA DO PROCEDIMENTO DE
CÁLCULO DO PEDÁGIO.



Fonte: ELETROSUL, Departamento de Planejamento, 1996.

Este fluxograma simplificado ilustra o procedimento completo para o cálculo do custo das transações da transmissão baseado no conceito de *percurso*.

Para tanto é necessário que seja *simulada* a transação de transmissão, para que sejam identificados exatamente os elementos que são utilizados para transportar a energia (ou seja, o percurso) e para que se possa quantificar também o nível de utilização de cada elemento. Por isso, além dos dados de custo de serviço, cuja determinação foi objeto deste trabalho, são necessárias informações sobre as características físicas do sistema elétrico, como nível de tensão e capacidade dos elementos utilizados na transação. Estes dados são empregados pelo programa de pedágio para simular uma transação qualquer requerida. O resultado deste processamento é o valor do pedágio para aquela transação.

Para demonstrar a utilização dos dados do custo do serviço de transmissão aberto por componente, processou-se um exemplo considerando-se a transferência de energia, ponto a ponto, entre as subestações de Joinville, Curitiba e Blumenau, respectivamente.

Para efeito de comparação nas três simulações considerou-se o mesmo montante de potência transmitida (100 MW).

Os resultados são apresentados a seguir na tabela 10.

TABELA 10 - PEDÁGIO DE TRANSMISSÃO - REDE DO LESTE DE SANTA CATARINA.

<i>Transação</i>	<i>Número. Barra de Injeção/Local/Tensão</i>	<i>Número Barra de Retirada/Local/Tensão</i>	<i>Montante de Potência (MWh)</i>	<i>Custo da Transação (\$/MWh)</i>
1	2739/Curitiba/230 kV	2735/Blumenau/138 kV	100	1,73
2	2739/Curitiba/230 kV	2794/Joinville/230 kV	100	1,05
3	2794/Joinville/230 kV	2735/Blumenau/138 kV	100	0,948

Fonte: ELETROSUL, Departamento de Planejamento, 1996.

Como o montante de energia considerada nas três simulações é o mesmo, pode-se comparar os valores de pedágio, verificando-se que o mesmo é diferente para cada unidade de potência em cada caso. Por exemplo, observando a tabela 10, o pedágio mais elevado é encontrado na transação entre Curitiba e Blumenau, que corresponde ao maior percurso elétrico. (\$ 1,73/MWh).

Observa-se também que se somarmos o pedágio das duas últimas transações, que correspondem respectivamente a Curitiba - Joinville (\$ 1,05/MWh) e Joinville - Blumenau (\$ 0,948/MWh), obtém-se um total de \$ 1,99/MWh, portanto maior do que o custo da primeira transação, correspondente ao percurso de Curitiba a Blumenau.

À primeira vista, tem-se a impressão de que o custo total deveria ser o mesmo, por parecer tratar-se do mesma distância. Este fato mostra claramente que percurso *elétrico* é diferente de percurso *geográfico*. O percurso elétrico considera a operação da rede de transmissão, que para cada transação apresenta uma situação diferente, quanto ao nível de utilização de seus componentes e suas características elétricas.

Constata-se também, que os custos das transações de transmissão calculados de acordo com o critério de percurso, ou seja, cobrando apenas pelo uso dos elementos efetivamente envolvidos, quando se trata de áreas restritas, como o do caso exposto, é *menor* do que o valor do selo postal (\$ 4,17/MWh), calculado no item 4.2.2, que representa uma média de todo o sistema. Portanto, o cálculo do custo do serviço, de transmissão, com base na metodologia exposta, permite a obtenção de uma tarifa de transmissão que expressa coerentemente os custos associados à transmissão.

CAPÍTULO V

5.1 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

As mudanças por que vêm passando o setor elétrico brasileiro, seguindo a tendência mundial, buscam a viabilização de meios para se alcançar a melhoria do serviço de eletricidade.

A melhoria do serviço de energia elétrica passa pela desverticalização do setor elétrico, deixando este de ser um monopólio verticalizado. Para tanto, seus custos devem ser desagregados nos estágios de produção, transmissão e distribuição, de modo que se possa identificar o custo específico de cada estágio e conseqüentemente chegar a um preço justo para este serviço.

A tendência de privatização, ou mesmo a parceria privada na produção de energia elétrica, enfatiza ainda mais a necessidade de se obter tarifas de transmissão adequadas para o setor elétrico, e a importância do livre acesso de transmissão, que incentiva a produção independente de energia elétrica.

A metodologia do *selo postal*, por trabalhar com o custo médio do serviço de transmissão, não exprime o valor justo deste serviço, pois haveriam aqueles que pagariam mais e aqueles que pagariam menos do que realmente deveriam pagar, tendo em vista que por este critério é desconsiderado o percurso elétrico utilizado.

A metodologia apresentada neste trabalho para o cálculo do custo do serviço da rede de transmissão da ELETROSUL, baseada nos custos contábeis e nos custos de reposição, revela-se a mais adequada. Desta maneira o custo do serviço de transmissão considera o percurso elétrico, no qual são incluídos os elementos que efetivamente são utilizados na transação elétrica. Chega-se assim a um pedágio ou tarifa de transmissão, que será

diferenciada para cada transação, de acordo com a utilização da rede, ao contrário da metodologia do selo postal.

O trabalho aqui concluído não tem a pretensão de esgotar o assunto relacionado ao cálculo e segregação do custo de transmissão. Neste sentido é recomendado que em próximos trabalhos o procedimento apresentado seja convertido em uma sistemática padronizada de aquisição de informações, na qual se possa dispor de dados permanentemente atualizados dos custos contábeis e dos custos de reposição.

Recomenda-se também que o procedimento faça parte de uma estrutura integrada dos dados necessários para os cálculos dos custos de transmissão, juntamente com os dados das características físicas (configurações elétricas) do sistema.

Com estas medidas, estaria-se criando condições adequadas para que, de fato, um consumidor não estivesse sendo penalizado por uma tarifa média maior, como ocorreria adotando-se o selo de transmissão. Na prática, a eventualidade de distorções na repartição (ou rateio) do custo do serviço de transmissão, acabaria eliminando as maiores vantagens da estratégia de desverticalização, os quais estariam relacionadas à eficiência da competição através do livre acesso à transmissão, de empresas elétricas e consumidores.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1 ALTERNATIVAS de Modelos Tarifários. In.: SEMINÁRIO DE PLANEJAMENTO ECONÔMICO FINANCEIRO DO SETOR ELÉTRICO (3.: 1995: Fortaleza). p. 29-43.
- 2 AZEVEDO, Augusto Pereira de. **Curso básico sobre tarifas de energia elétrica.** Rio de Janeiro: ELETROBRAS, 1977.
- 3 BITU, Roberto; BORN, Paulo. **Aspectos institucionais na tarifação de energia elétrica.** São Paulo, 1995.
- 4 COUTINHO, Luiz Henrique S. A. et al. **Adequação de modelos Institucionais a um parque hidráulico.** Rio de Janeiro, 1995.
- 5 DE SÁ, Eduardo Klingelhofer. A privatização do setor elétrico na Inglaterra e reflexões para o caso brasileiro. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, v.2, n. 3, p. 127-150, jun. 1995.
- 6 ELETROBRÁS. **Aperfeiçoamento do setor de energia elétrica através do acesso à transmissão - O SINTREL.** (Informação pública n. 4) Rio de Janeiro, abr. 1994.
- 7 ELETROSUL. **Boletim estatístico mensal do mercado e geração.** Florianópolis, 1995.

- 8 ELETROSUL. **Informações básicas sobre a empresa.** Florianópolis, maio, 1996.
- 9 ELETROSUL. **Relatório da Administração/94.** Florianópolis, mar. 1995.
- 10 SOUZA, Luiz Gastão Castro; TEIXEIRA, Júlio Salles. **Aspectos práticos na análise do custo de acesso à rede de transmissão.** Florianópolis. Comissão de Integração Elétrica Regional; Comitê Brasileiro - BRACIER; Subcomitê de Planejamento e Meio Ambiente - SUPLAMA, Rio de Janeiro, 1995.
- 11 SOUSA, Raimundo Alves de; MOREIRA, Terezinha. Reflexões sobre a concessão de serviços públicos. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, v.2, n. 4, p. 39 - 54, dez. 1995.

BIBLIOGRAFIA AUXILIAR

- 1 ALQUÉRES, José Luiz. **Panorama do setor de energia elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro: ELETROBRÁS, nov. 1994.
- 2 ALQUÉRES, José Luiz. Com regras, haverá investimento. **Brasil Energia**. n. 179, p. 5-7, jul. 1995. Entrevista.
- 3 BRASIL. Ministério das Minas e Energia. Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica. **Código de Águas**. Brasília: IBGE - Centro de Serviços Gráficos, mar. 1980. v. 1.
- 4 BITU, Roberto; BORN, Paulo. **Tarifas de energia elétrica: aspectos conceituais e metodológicos**. São Paulo: MM, 1993.
- 5 CORREA, Ana Lúcia Simões et al. Análise dos níveis tarifários médios das empresas elétricas em relação aos requerimentos financeiros. **Revista de la Comission de Integracion Electrica Regional**, n. 4, ago. 1993.
- 6 DIAS, Laércio. **Estrutura de custo das empresas de energia elétrica**. Florianópolis: ELETROSUL, set. 1983.
- 7 ELETROBRÁS. Comissão Interministerial de Desestatização. **Resumo Gerencial**. Rio de Janeiro, jul. 1995.

- 8 ELETROBRÁS. **Tabela de custos modulares para linhas e subestações.** 1995.
- 9 ELETROBRÁS. **Instalações de transmissão componentes da rede básica.** Rio de Janeiro, mar. 1996.
- 10 ELETROSUL. **Resultados.** 1995.
- 11 ELETROSUL. **Sistema de transmissão da ELETROSUL: custos contábeis.** Florianópolis: DPL/DVPT, maio, 1995.
- 12 LIMA, José Luiz. **Estado e energia no Brasil: das origens à criação da ELETROBRÁS (1980 - 1982).** São Paulo: USP, 1984.

ANEXO

CUSTO DO SERVICO DE TRANSMISSÃO ABERTO POR COMPONENTE
SISTEMA DE TRANSMISSÃO DA ELETROSUL EXISTENTE EM 1995. (\$ 1.000,00)

BARRA N.	"DE" NOME	TENSÃO kV	BARRA N.	"DE" NOME	TENSÃO kV	CUSTO LT/TF	CUSTO "DE"	CUSTO "PARA"
2568	GBMROCHA	525	2748	AREIA---	525	272.22	263.36	263.36
2568	GBMROCHA	525	2748	AREIA---	525	276.35	263.36	263.36
2698	SESEGRED	525	2748	AREIA---	525	1439.41	263.36	263.36
2698	SESEGRED	525	2766	SSANTIAG	525	1533.61	263.36	263.36
2722	ITA----	525	2736	CNOVOS--	525	2780.83	263.36	263.36
2722	ITA----	525	2750	GRAVATAI	525	8707.50	263.36	263.36
2722	ITA----	525	2766	SSANTIAG	525	4752.76	263.36	263.36
2732	CURITIBA	525	2733	BLUMENAU	525	3511.20	263.36	263.36
2732	CURITIBA	525	2748	AREIA---	525	5984.69	263.36	263.36
2732	CURITIBA	525	2748	AREIA---	525	6514.35	263.36	263.36
2736	CNOVOS--	525	2748	AREIA---	525	4484.55	263.36	263.36
2736	CNOVOS--	525	2750	GRAVATAI	525	6771.13	263.36	263.36
2748	AREIA---	525	2760	IVAIPORA	525	4405.69	263.36	263.36
2760	IVAIPORA	525	2762	LONDRINA	525	3052.45	263.36	263.36
2760	IVAIPORA	525	2766	SSANTIAG	525	4247.97	263.36	263.36
2760	IVAIPORA	525	103	IVAIPO-0	000	552.38	243.10	.00
2760	IVAIPORA	525	109	IVAIPO-0	000	552.38	243.10	.00
2080	GRAVATA2	230	2750	GRAVATAI	525	322.23	111.83	243.10
2080	GRAVATA2	230	2750	GRAVATAI	525	322.23	111.83	243.10
2080	GRAVATA2	230	2750	GRAVATAI	525	322.23	111.83	243.10
2723	C.NOVOS	230	2736	C.NOVOS	525	212.60	111.83	243.10
2734	BLUMENAU	230	2733	BLUMENAU	525	322.23	111.83	243.10
2734	BLUMENAU	230	2733	BLUMENAU	525	322.23	111.83	243.10
2739	CURITIBA	230	2732	CURITIBA	525	322.23	111.83	243.10
2739	CURITIBA	230	2732	CURITIBA	525	322.23	111.83	243.10
2749	AREIA---	230	2748	AREIA---	525	322.23	111.83	243.10
2763	LONDRINA	230	2762	LONDRINA	525	322.23	111.83	243.10
2127	NPRATA 2	230	2782	FARROUPI	230	762.50	121.14	121.14
2127	NPRATA 2	230	2812	PFUNDO--	230	2330.16	121.14	121.14
2575	GUAIRA--	230	2754	IGRANDE-	230	203.96	121.14	121.14
2637	PATOBRA	230	2820	SOSORIO-	230	1016.06	121.14	121.14
2637	PATOBRA	230	2826	XANXERE-	230	941.49	121.14	121.14
2641	PGO01PGN	230	2749	AREIA---	230	2140.21	121.14	121.14
2678	SMATEUS-	230	2739	CURITIBA	230	1375.76	121.14	121.14
2678	SMATEUS-	230	2749	AREIA---	230	1513.11	121.14	121.14
2734	BLUMENAU	230	2794	JOINVILL	230	789.07	121.14	121.14
2734	BLUMENAU	230	2794	JOINVILL	230	789.07	121.14	121.14
2734	BLUMENAU	230	2802	JLACERDB	230	2324.35	121.14	121.14
2734	BLUMENAU	230	2808	PALHOCA-	230	1575.65	121.14	121.14
2739	CURITIBA	230	2794	JOINVILL	230	1175.69	121.14	121.14
2739	CURITIBA	230	2794	JOINVILL	230	1181.64	121.14	121.14
2749	AREIA---	230	2820	SOSORIO-	230	1892.94	121.14	121.14
2749	AREIA---	230	2820	SOSORIO-	230	1890.55	121.14	121.14
2754	IGRANDE-	230	2976	DOURADOS	230	2596.80	121.14	121.14
2776	CMOURAO-	230	2820	SOSORIO-	230	2136.86	121.14	121.14
2776	CMOURAO-	230	2820	SOSORIO-	230	2134.01	121.14	121.14
2782	FARROUPI	230	2812	PFUNDO--	230	2857.96	121.14	121.14
2782	FARROUPI	230	2824	SIDEROP-	230	2396.02	121.14	121.14
2800	JLACERDA	230	2802	JLACERDB	230	8.92	121.14	121.14

CUSTO DO SERVICO DE TRANSMISSÃO ABERTO POR COMPONENTE
SISTEMA DE TRANSMISSÃO DA ELETROSUL EXISTENTE EM 1995. (\$ 1.000,00)
(CONTINUAÇÃO)

BARRA N.	"DE" NOME	TENSÃO kV	BARRA N.	"DE" NOME	TENSÃO kV	CUSTO LT/TF	CUSTO "DE"	CUSTO "PARA"
2800	JLACERDA	230	2808	PALHOCA-	230	1419.20	121.14	121.14
2802	JLACERDB	230	2824	SIDEROP-	230	582.59	121.14	121.14
2802	JLACERDB	230	2824	SIDEROP-	230	557.09	121.14	121.14
2812	PFUNDO--	230	2826	XANXERE-	230	935.32	121.14	121.14
2812	PFUNDO--	230	2826	XANXERE-	230	934.13	121.14	121.14
2820	SOSORIO-	230	2826	XANXERE-	230	1910.56	121.14	121.14
2976	DOURADOS	230	2995	ANASTAC-	230	2584.35	121.14	121.14
2723	C.NOVS	230	2728	C.NOVS	138	131.04	111.83	67.10
2723	C.NOVS	230	2728	C.NOVS	138	131.04	111.83	67.10
2995	ANASTAC-	230	2997	ANASTAC-	138	86.45	111.83	67.10
2782	FARROUPI	230	2783	FARROUPA	000	91.87	111.83	.00
2780	CHARQUEA	230	2057	CHARQUEA	69	95.16	111.83	33.55
2780	CHARQUEA	230	2057	CHARQUEA	69	95.16	111.83	33.55
2794	JOINVILL	230	2279	JOINV. I	69	102.74	111.83	33.55
2820	SOSORIO-	230	2821	SOSORIO-	69	52.83	111.83	33.55
2269	CANOINHA	138	2778	CANOINHA	230	86.45	67.10	111.83
2269	CANOINHA	138	2778	CANOINHA	230	86.45	67.10	111.83
2269	CANOINHA	138	2778	CANOINHA	230	86.45	67.10	111.83
2735	BLUMENAU	138	2734	BLUMENAU	230	131.04	67.10	111.83
2735	BLUMENAU	138	2734	BLUMENAU	230	131.04	67.10	111.83
2735	BLUMENAU	138	2734	BLUMENAU	230	131.04	67.10	111.83
2735	BLUMENAU	138	2734	BLUMENAU	230	140.26	67.10	111.83
2795	JOINVILL	138	2794	JOINVILL	230	86.45	67.10	111.83
2795	JOINVILL	138	2794	JOINVILL	230	86.45	67.10	111.83
2795	JOINVILL	138	2794	JOINVILL	230	86.45	67.10	111.83
2795	JOINVILL	138	2794	JOINVILL	230	86.45	67.10	111.83
2803	JLACERDA	138	2800	JLACERDA	230	89.19	67.10	111.83
2803	JLACERDA	138	2800	JLACERDA	230	89.19	67.10	111.83
2809	PALHOCA-	138	2808	PALHOCA-	230	92.54	67.10	111.83
2809	PALHOCA-	138	2808	PALHOCA-	230	86.45	67.10	111.83
2809	PALHOCA-	138	2808	PALHOCA-	230	86.45	67.10	111.83
2814	PFUNDO--	138	2812	PFUNDO--	230	86.45	67.10	111.83
2906	D.ST.CRU	138	2976	DOURADOS	230	86.45	67.10	111.83
2906	D.ST.CRU	138	2976	DOURADOS	230	86.45	67.10	111.83
303	JUPIA -I	138	2946	MIMOSO--	138	1778.51	72.69	72.69
303	JUPIA -I	138	2946	MIMOSO--	138	1778.51	72.69	72.69
337	ROSAN2-1	138	2837	TRAVESI-	138	432.75	72.69	72.69
2251	BIG.FICT	138	2252	BIGUACU	138	16.69	72.69	72.69
2251	BIG.FICT	138	2262	ROCADO	138	83.56	72.69	72.69
2251	BIG.FICT	138	2331	ITAJAIII	138	584.95	72.69	72.69
2262	ROCADO	138	2809	PALHOCA-	138	81.54	72.69	72.69
2262	ROCADO	138	2809	PALHOCA-	138	81.54	72.69	72.69
2321	GASPAR	138	2735	BLUMENAU	138	258.44	72.69	72.69
2321	GASPAR	138	2833	ILHOTA--	138	107.95	72.69	72.69
2331	ITAJAIII	138	2833	ILHOTA--	138	177.16	72.69	72.69
2334	PICARRAS	138	2795	JOINVILL	138	607.61	72.69	72.69
2334	PICARRAS	138	2833	ILHOTA--	138	217.58	72.69	72.69
2343	TIJUCAS	138	2833	ILHOTA--	138	362.55	72.69	72.69
2574	GUAIRA--	138	2755	ELDORAD-	138	141.16	72.69	72.69
2735	BLUMENAU	138	2833	ILHOTA--	138	335.08	72.69	72.69
2795	JOINVILL	138	2833	ILHOTA--	138	640.25	72.69	72.69

CUSTO DO SERVIÇO DE TRANSMISSÃO ABERTO POR COMPONENTE
SISTEMA DE TRANSMISSÃO DA ELETROSUL EXISTENTE EM 1995. (\$ 1.000,00)
(CONTINUAÇÃO)

BARRA N.	"DE" NOME	TENSÃO kV	BARRA N.	"DE" NOME	TENSÃO kV	CUSTO LT/TF	CUSTO "DE"	CUSTO "PARA"
2803	JLACERDA	138	2809	PALHOCA-	138	916.32	72.69	72.69
2803	JLACERDA	138	2838	IMBITUBA	138	385.29	72.69	72.69
2809	PALHOCA-	138	2838	IMBITUBA	138	625.17	72.69	72.69
2855	AQUIDAUÁ	138	2997	ANASTAC-	138	79.82	72.69	72.69
2883	CG-ESUL-	138	2946	MIMOSO-	138	904.45	72.69	72.69
2883	CG-ESUL-	138	2946	MIMOSO-	138	904.45	72.69	72.69
2883	CG-ESUL-	138	2946	MIMOSO-	138	877.77	72.69	72.69
2883	CG-ESUL-	138	2946	MIMOSO-	138	877.77	72.69	72.69
2833	ILHOTA-	138	2834	ILHOTA-	000	67.78	67.10	.00
2833	ILHOTA-	138	2834	ILHOTA-	000	67.78	67.10	.00
2262	ROCADO	138	2261	ROCADO	69	44.72	67.10	33.55
2262	ROCADO	138	2261	ROCADO	69	44.72	67.10	33.55
2795	JOINVILL	138	2279	JOINV. I	69	67.78	67.10	33.55
2795	JOINVILL	138	2279	JOINV. I	69	52.83	67.10	33.55
2803	JLACERDA	138	2422	J.LACERD	69	44.72	67.10	33.55
2803	JLACERDA	138	2422	J.LACERD	69	67.78	67.10	33.55
2817	ALEGRET	69	2816	ALEGRETE	138	44.72	33.55	67.10
2817	ALEGRET	69	2816	ALEGRETE	138	44.72	33.55	67.10
2079	FARRO	69	2783	FARROUPA	000	91.87	33.55	.00
2325	ILHOTA	69	2834	ILHOTA-	000	67.78	33.55	33.55
2325	ILHOTA	69	2834	ILHOTA-	000	67.78	33.55	33.55

Fonte: ELETROSUL, Departamento de Planejamento, 1996.

Obs.: Os itens que apresentam custo zero, pertencem a outras empresas, logo não podem ser incluídos no custo do serviço das instalações da ELETROSUL.